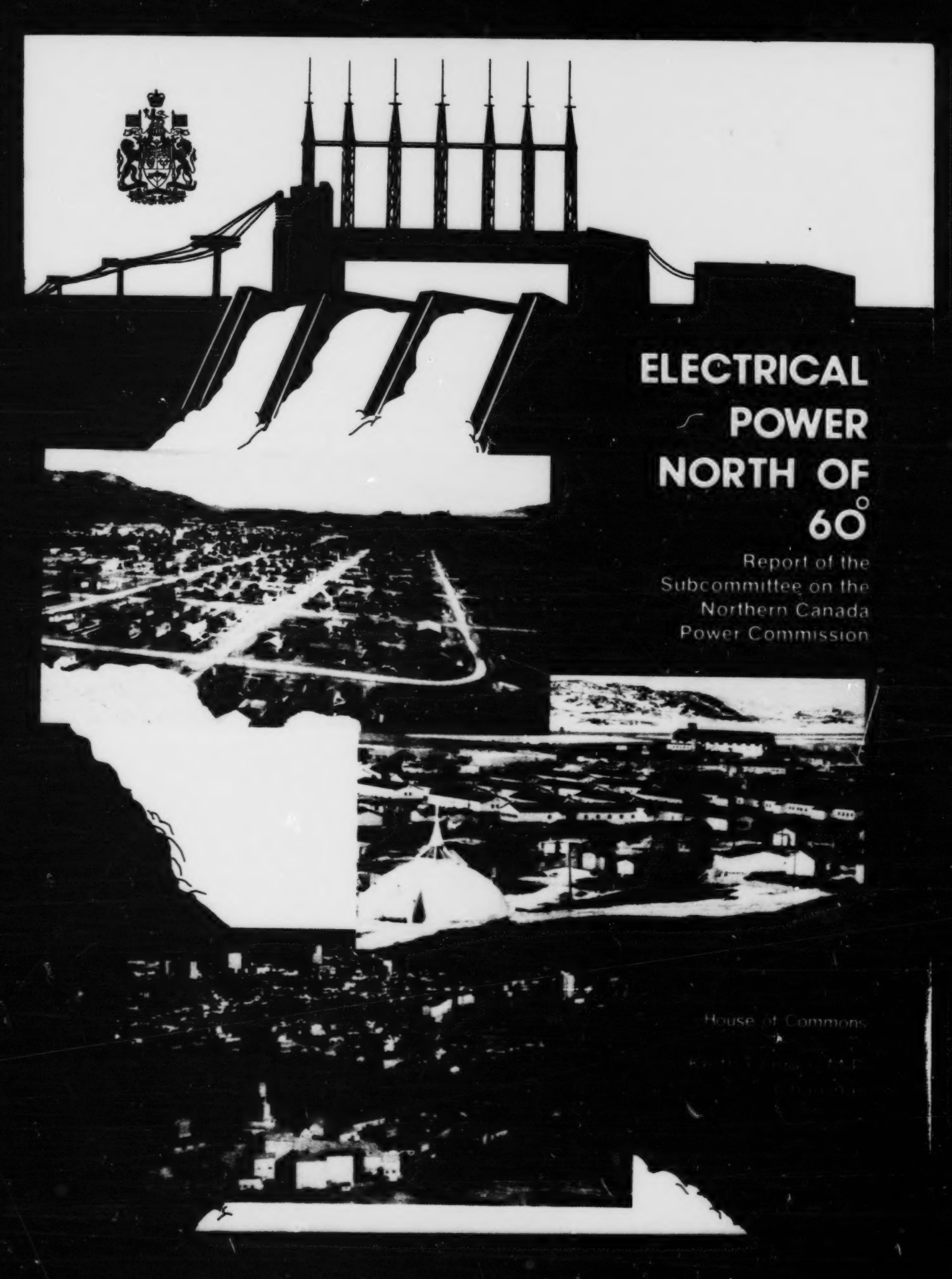


ELECTRICAL POWER NORTH OF 60°

Report of the Subcommittee on the Northern Canada Power Commission

House of Commons

SUBCOMMITTEE ON THE NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Chairman: Keith Penner, M.P. (Lib., Cochrane—Superior, Ont.)
Vice-Chairman: René Gingras, M.P. (Lib., Abitibi, Qué.)

Hon. Warren Allmand, M.P.
(Lib., Notre-Dame-de-Grâce—Lachine East, Que.)

Peter Ittinuar, M.P.
(N.D.P., Nunatsiaq, NWT)

Raymond Chenier, M.P.
(Lib., Timmins—Chapleau, Ont.)

Dave Nickerson, M.P.
(P.C., Western Arctic, NWT)

Other members who were actively involved in the subcommittee's work were Bill Yurko, M.P. (Ind., Edmonton East, Alta.), from May 1981 to January 1982, and Jim Manly, M.P. (N.D.P., Cowichan—Malahat—The Islands, B.C.), May and June 1981, as well as the Honourable Erik Nielsen, M.P. (P.C., Yukon, Yukon), who attended the local public hearings in Faro and Whitehorse, Yukon, June 1981.

Cover Graphic Design: York Advertising Ltd.

Cover Photos: Canadian Government Photo Centre, National Film Board of Canada

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 40

Wednesday, April 7, 1982

Chairman: Mr. Keith Penner

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule nº 40

Le mercredi 7 avril 1982

Président: M. Keith Penner

Minutes of Proceedings and Evidence of the Standing Committee on

Indian Affairs and Northern Development

Procès-verbaux et témoignages du Comité permanent des

Affaires indiennes et du développement du Nord canadien

RESPECTING:

Order of Reference pertaining to study on operations of the Northern Canada Power Commission

INCLUDING:

The Fourth Report to the House (Report of the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission)

CONCERNANT:

Ordre de renvoi se rapportant à l'étude sur les opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien

Y COMPRIS:

Le quatrième rapport à la Chambre (Rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien)

First Session of the
Thirty-second Parliament, 1980-81-82

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981-1982

STANDING COMMITTEE ON
INDIAN AFFAIRS AND
NORTHERN DEVELOPMENT

Chairman: Mr. Keith Penner

Vice-Chairman: Mr. René Gingras

COMITÉ PERMANENT DES AFFAIRES
INDIENNES ET DU DÉVELOPPEMENT
DU NORD CANADIEN

Président: M. Keith Penner

Vice-président: M. René Gingras

Messrs. — Messieurs

Allmand
Beauchamp-Niquet (Mrs.)
Burghardt
Chénier
Cyr
Fretz
Greenaway
Ittinuar
Korchinski
Loiselle
Maltais
Manly
McCuish
Nickerson
Oberle
Schellenberger
Tousignant
Watson—(20)

(Quorum 11)

Le greffier du Comité

François Prégent

Clerk of the Committee

Published under authority of the Speaker of the
House of Commons by the Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and
Services Canada, Hull, Québec, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité de l'Orateur de la Chambre
des communes par l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Hull, Québec, Canada K1A 0S9

The Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development has the honour to present its

FOURTH REPORT

In accordance with its Order of Reference of Thursday, March 5, 1981, your Committee, as instructed, appointed a Sub-committee of seven members to study all aspects of the operations of the Northern Canada Power Commission.

The Sub-committee on the Northern Power Commission has submitted its report to the Committee. Your Committee has adopted this report, the text of which follows:

The Sub-committee on the Northern Canada Power Commission has the honour to present its

FIRST REPORT

In accordance with its Order of Reference from the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development of Thursday, March 12, 1981, the Sub-committee has studied all aspects of the operations of the Northern Canada Power Commission and submits the following report:

TABLE OF CONTENTS

		Page
Summary of Findings and Recommendations		**7**
Part I	**The Subcommittee Mandate**	**11**
Part II	**Concerns of Northern Residents**	**15**
	A The Uniqueness of the North	15
	B Electrical Power Supply in the Territories	17
	1. Yukon Territory	17
	2. Northwest Territories	19
	C A Profile of the NCPC Rates	20
	D The Issues	24
Part III	**Organizational Alternatives**	**27**
	A Origin, Powers and Responsibilities of the NCPC	27
	B Organization, Management and Administration of the NCPC	29
	C Relocation of the NCPC Headquarters to the North	30
	D Replacing the NCPC with Territorial Crown Corporations	32
	E Contribution of Private Utilities	35
Part IV	**The Need for Leadership and Co-ordination in Planning**	**39**
	A The Problem	39
	B Existing Processes	40
	1. Demand Forecasting	40
	2. Facilities Planning	41
	3. Financial Planning	42
	4. Planning Processes of Private Utilities	42
	C A Means for Co-ordination	43
Part V	**A Solution to the Regulatory Dilemma**	**45**
	A Present Rate-Setting Processes	45
	B Rate Rationalization	47
	C Removing Limits to Territorial Jurisdiction	47

Page

Part VI Financing of Electrical Power North of 60° 51

A Present Financing of the NCPC 51

B Financing of Private Utilities 52

C Territorial Government Financing 54

D Existing Subsidization of Electrical Power Costs 54

E Alternative Method of Subsidization of Electrical Power 55

Part VII Financial Impact of Recommendations 59

A Forecasts of Electrical Power Rates Without Additional Financial Assistance from the Federal Government 59

1. Yukon Territory 59

2. Northwest Territories 60

B Effect of Debt Forgiveness and Financing by Capital Grants on Rates 61

C Rate Setting after Implementation of the Subcommittee's Recommendations 62

Appendices

A List of Witnesses 65

B A History of NCPC Operations 73

C The NCPC Facilities 77

D Analysis of Yukon Electrical's Joint Venture Proposal and the NCPC's Counter-Proposal 79

E Analysis of Electrical Power Rates under Various Organizational Options 83

F The Northern Canada Power Commission Act 91

SUMMARY OF FINDINGS AND RECOMMENDATIONS

The Subcommittee on the Northern Canada Power Commission of the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development was appointed to study the NCPC because of northerners' concerns about electrical power costs and rate structures, as well as the NCPC's mode of operation and means of regulation. The subcommittee's hearings across the North and other investigations confirmed the validity of these concerns, and the need for action by the Government of Canada to resolve them. (Part II)

The subcommittee's findings and recommendations may be summarized as follows:

Organizational Alternatives (Part III)

In examining present organizational arrangements, the subcommittee found that:

— the territorial governments have almost no legislative and regulatory jurisdiction over the NCPC as a federal Crown corporation;

— the federal government's powers, decision making and budgetary processes do not make the NCPC fully accountable to the people it serves;

— although the NCPC is remote from its consumers and their territorial governments, relocating the NCPC in the North would give rise to some additional costs and long-term commitments; and

— any utility solely serving the North would have difficulty in obtaining all the expertise it needs.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendations:

1) **The federal government should enter into discussions with the territorial governments for the purpose of creating separate territorial Crown corporations to assume present NCPC responsibilities.**

2) **The NCPC should be relocated in the North if the alternative of complete federal devolution of the NCPC's responsibilities to the territorial governments is not quickly accepted.**

3) **The territorial governments should enter into discussions with the NCPC and the private utilities to determine how they can assist the territorial Crown corporations in discharging their responsibilities.**

The Need for Leadership and Co-ordination in Planning (Part IV)

In examining planning processes, the subcommittee found that:

— planning of electrical power ought to be integrated with the planning for all sources of energy required in the North;

— leadership from the federal and territorial governments needs to be strengthened; and

— the planning processes of the NCPC and the private utilities are good within the limits of their mandates, but greater co-ordination of planning is needed.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendations:

4) **The federal government and the government of each territory should prepare a long-term energy policy identifying the overall energy needs of each territory and how they might be satisfied.**

5) **A planning council (made up of representatives from the governmental utilities, private utilities and other producers and consumers of electrical power) should be established in each territory to prepare and annually update an electrical energy plan, taking into account the long-term energy policy of the governments, and to make recommendations for government funding of feasibility and other planning studies.**

A Solution to the Regulatory Dilemma (Part V)

In examining regulatory processes, the subcommittee found that:

— rates are primarily based on cost of service;

— any rate structure has some elements of cross-subsidization within groups and between groups of customers and must be subject to effective regulation;

— existing territorial public utility boards have full jurisdiction over private utilities, but not over the NCPC; and

— devolution of the NCPC's responsibilities to territorial utilities would remove this obstacle to effective regulation.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendation:

6) All electrical power utilities operating in the Yukon and the Northwest Territories should be fully subject to regulation by their respective public utility boards.

Financing of Electrical Power North of 60° (Part VI)

In examining financing arrangements, the subcommittee found that:

— inequities, and possibly adverse effects, will result from continuing to require any northern utility to recover all costs of electrical power from charges to all northern consumers;

— without governmental assistance, the private utilities can make only a limited contribution towards lowering electrical power prices;

— any financial assistance from the federal government, whether made directly or through the territorial governments, will be treated as a budgetary expenditure of the Government of Canada, as long as consumers are unable to pay the full costs of generating, transmitting and distributing electrical power; and

— there is need to distinguish between remote locations serviced by diesel generators and those locations that can be serviced from existing or future hydro facilities.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendations:

7) The existing debt of the NCPC to the Government of Canada should be written off in the accounts of Canada.

8) The Government of Canada, in consultation with the territorial governments, should annually establish maximum prices for purposes of subsidization of electrical power in the North.

9) Private capital should be considered as a source of financing when the costs of a power facility can be fully recovered within the maximum prices.

10) Flexible financing arrangements, calling for the debt charges to be deferred for a period of time whenever costs exceed the maximum prices, should be established for loans to finance hydro facilities that are ultimately, but not immediately, expected to generate electrical power at costs less than the maximum prices.

11) The capital costs of all other electrical power facilities should be financed through capital grants.

12) If the foregoing measures are not adequate, operating grants should be provided to reduce rates in those areas where costs exceed the maximum prices.

As long as territorial resources are used principally in the development of the entire Canadian economy, the financing of the basic infrastructure for electrical power north of 60° cannot rest with users in the North alone, but must be borne to some extent by all Canadians through their federal government. (Part VII)

Part I

THE SUBCOMMITTEE MANDATE

In 1974, the Minister of Indian Affairs and Northern Development stated that the Northern Canada Power Commission (NCPC) should be responsible for the generation and transmission of all major electrical power north of 60°, while distribution could be a local option. Since that time, the cost of electrical power has risen sharply. This has weighed so heavily on the people living north of 60° that it has become a matter of concern to governments, both federal and territorial, and to the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development. In 1976, the Minister of Indian Affairs and Northern Development appointed a Task Force on Electrical Costs in the North. While this task force found that electricity rates at that time were not inconsistent with those in other parts of Canada, it did recommend a deferral of the NCPC's payments of interest and debt to later years to keep rate increases to approximately 10% per annum. This recommendation was not accepted by the federal government at the time.

The federal government's response to the task force's recommendations first came in November 1978 when the Federal Power Support Program inaugurated an improved subsidy program for electrical power. This program assisted eligible domestic consumers in the two territories by reducing the cost of the first 700 kWh of consumption per month to the average rate for similar consumption in the territorial capitals of Whitehorse and Yellowknife. In 1980 a comparable equalization subsidy applied to small businesses for the first 1000 kWh per month.

In November 1980, at a public hearing before the House of Commons Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development, it became apparent that costs and rate structures were still prime issues of controversy; that the mode of operation and regulation of the NCPC were causing great concern to the NCPC's customers; and that the role of the NCPC in providing electricity to northerners, especially in light of the federal

government's National Energy Program, needed further clarification. The standing committee was instructed to appoint a subcommittee to study the situation. This decision was reflected in two orders of reference. The first, from the House of Commons on March 5, 1981, was as follows:

> **ORDERED**—That the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development be empowered to study any aspects of the operations of the Northern Canada Power Commission;
>
> —That it be an instruction to the Committee that it appoint a Sub-committee for the aforementioned purpose;
>
> —That the Sub-committee be empowered to adjourn from place to place within Canada; and
>
> —That the Sub-committee be empowered to employ expert and technical staff that shall be authorized to accompany the Sub-committee.

A follow-up reference by the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development took place on March 12, 1981, and read as follows:

> **ORDERED**—That a Sub-committee on the Northern Canada Power Commission be appointed, consisting of the Chairman, Vice-Chairman, 2 Members of the Liberal Party, 2 Members of the Progressive Conservative Party and 1 Member of the New Democratic Party to be appointed after the usual consultations with the Whips of the different parties;
>
> —That the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission be empowered to study any aspects of the operations of the Northern Canada Power Commission, and that the same powers contained in the Order of Reference from the House be referred to the Sub-committee;
>
> —That the Sub-committee be empowered to send for persons, papers and records, to sit while the House is sitting, to sit during periods when the House stands adjourned, to print from day to day such papers and evidence as may be ordered by it and to authorize the Chairman to hold meetings to receive and authorize the printing of evidence when a quorum is not present; and
>
> —That researchers from the Library of Parliament be attached to the Sub-committee.

Between May 29 and June 6, the subcommittee travelled to several communities in the western Arctic and, from August 31 to September 3, visited Frobisher Bay and Rankin Inlet in the eastern Arctic. In these communities the subcommittee listened to concerns expressed by government, elected representatives, industry, business and the public. Between September 20 and 22, the subcommittee held public meetings with the NCPC and the private utilities in Yellowknife and Whitehorse. The subcommittee also consulted with the governments of both territories.

On November 24, with the assistance of Mr. Peter Dobell from the Parliamentary Centre, the services of the firm of Coopers & Lybrand, chartered accountants, were retained to assist the subcommittee in its work. The firm was asked to undertake a study on the feasibility of various organizational and financial arrangements for the supply of electrical energy in each territory.

The subcommittee wishes to express appreciation to the Northern Canada Power Commission, the Minister and the staff of the Department of Indian Affairs and Northern Development, the territorial governments and legislatures, the private utilities, the mining industry and members of the public for their assistance and co-operation (See Appendix A for a list of witnesses). It is hoped that this report will contribute to resolving some of the problems related to a secure supply of electricity and reasonable costs to all residents in the Yukon and the Northwest Territories. By so doing, the subcommittee will have aided the larger task, presently underway within the Department of Indian Affairs and Northern Development, of developing a strategy on all forms of energy.

The members of the subcommittee wish to express their gratitude to the Clerk, Mr. François Prégent, who co-ordinated the administrative and logistical work of the subcommittee, and to Mrs. Sonya Dakers, Research Co-ordinator, who so ably headed the group of research officers from the Library of Parliament, namely Mr. Joe Gatner, Mrs. Katharine Dunkley, Mr. André Morin, Mr. David Chefeitz and Mr. Marion Wrobel. Special thanks are in order to Mr. Glenn Ross of Coopers & Lybrand and to Mrs. Dakers, who under the Chairman's guidance wrote the subcommittee's draft report. They were assisted in the drafting by Mr. Robin Ghosh, also of Coopers & Lybrand. The members of the subcommittee appreciate the contribution of the above-mentioned individuals to the report.

Part II

CONCERNS OF NORTHERN RESIDENTS

A. The Uniqueness of the North

Together, the two territories comprise approximately 40% of the total area of Canada, covering 536,000 square kilometres in the Yukon Territory and 3,245,000 square kilometres in the Northwest Territories. Thus the NCPC operations are spread over a service area of close to 4 million square kilometres, and yet in terms of sales it is one of the smallest utilities in Canada. (Figure 1)

According to the 1981 census, more than 80% of the 23,000 inhabitants of the Yukon live in eight communities, 15,000 of whom live in Whitehorse. Even though larger centres such as Dawson City and Watson Lake are now remote from the existing electrical grid, by the end of the century most of these inhabitants are expected to be serviced by such a grid.

In the Northwest Territories, the population of 46,000 is more scattered. About 50% of the population live in Yellowknife and population centres located just north of the Alberta border in the southern Mackenzie region. The rest of the population resides in small communities widely dispersed throughout the territory. Over 60% of the population live in centres not connected to an electrical grid. This includes three large population centres: Inuvik (3,100), Hay River (2,800) and Frobisher Bay (2,300), all three of which are supplied by diesel-generated electrical power. Only five additional NWT communities are projected to be connected to a grid by the year 2000.

While experience has shown that the Yukon and the Mackenzie Basin can be efficiently supplied with electrical power, the realities of geography and climate make the area above the tree-line unique. In the Yukon and in the southern Mackenzie region, the NCPC

Figure 1

Source: NCPC *33rd Annual Review* for the year ended 31 March, 1981.

operates under climatic and social conditions that are comparable to the situation found in the northern parts of the provinces. Above the tree-line, however, the harsh environmental conditions pose problems different in kind and degree from those experienced by the electrical power industry in southern Canada. In the words of the Chairman of the NCPC, James Smith, before the Subcommittee on the NCPC in Whitehorse on September 22:

> It is when you go beyond the tree-line that the operational problems take on an entirely different parameter . . . the whole method of operation, the means of recruiting and retaining staff, the means of doing work, getting in equipment, putting capital projects in place, fuel supply, it is a whole different world . . . the *modus operandi* there presents an entirely different set of problems than what generally exists in the Mackenzie and the Yukon. (Issue No. 2, p. 2:113)

Yet, in this region, the supply of electrical power is vital to small isolated communities during the long winters of the Arctic. The NCPC must keep diesel units operating continuously under severe weather conditions and make provision for standby facilities in the event of a breakdown. Transportation and storage make fuel for these units particularly costly. In the eastern Arctic, the shortness of the marine transport season requires such places as Frobisher Bay to store a year's supply of fuel. When supplies run short, fuel must replenished by air from Montreal or Churchill, a very costly alternative.

While road and water transportation systems provide more accessibility to the western Arctic region, the permafrost prevalent in most of the Mackenzie delta presents particular physical problems for any extended electrical grid system.

The differences in the type of operations required to provide a suitable electrical power system north of 60° have led the subcommittee to consider the application of different approaches within the territories.

B. Electrical Power Supply in the Territories

1. Yukon Territory

The NCPC and the Yukon Electrical Company Limited (Yukon Electrical) share responsibility for providing and distributing power in the Yukon. The following table shows how the power the NCPC produces is distributed:

Table 1: Yukon Electricity Sales Year Ended March 31, 1981

	(million kWh)
Wholesale (Supplied to Yukon Electrical)	178.6
Industrial	127.2
Residential	11.8
Commercial	11.0
Street lighting	0.2
Total	328.8

Source: NCPC, *33rd Annual Review* for the year ended 31 March, 1981.

In addition, Yukon Electrical generated and sold approximately 22 million kWh of electricity.

Over 80% of all electrical power is generated and sold within the Whitehorse-Aishihik-Faro system, an interconnected system where the NCPC produces most but not all of the electrical power and Yukon Electrical distributes most but not all of the electricity sold to non-industrial customers. Elsewhere, in remote locations, one company both generates and distributes power, with Yukon Electrical serving most of these locations. A few mines consume a major portion of the electricity generated in the Yukon.

Although the Yukon greatly benefited in the early 1970s from the relatively cheap power produced by the NCPC from the Whitehorse hydro system, the costs of hydro-generated power have risen since then for two reasons: first, the Aishihik project commissioned in 1975 cost considerably more than estimated; second, low water conditions have prevented it from generating power at full capacity. The system therefore has had to be supplemented by increasingly expensive diesel-generated power.

The NCPC has recently called tenders for construction of a fourth generating facility at Whitehorse (the 4th Wheel). When completed, this will reduce, but not eliminate, the amount of power being generated by diesel within the Whitehorse-Aishihik-Faro system. This hydro facility is now expected to cost considerably more than originally estimated, but it is still expected to result in costs lower than those of diesel-generated power.

Yukon Electrical also has plans for adding to its present generating capacity. It has conducted pre-feasibility and feasibility studies which indicate that additional power can be economically provided by a third facility on the McIntyre Creek where Yukon Electrical now generates power. It has approached the Government of Yukon with a view to sharing the costs and revenues of this new facility.

Because of the 1974 government policy denying private utilities a major role in any future generation and transmission of electrical power, Yukon Electrical decided in 1976 to

offer to sell its assets and operations to the NCPC. The breakdown of these negotiations, as well as ongoing competition at the distribution level, has created a climate unfavourable to continuing co-operation between the two utilities. Both believe that there should be a single utility generating, transmitting and distributing power in the Yukon, and each would like to be that utility. The report later examines the Yukon Electrical proposal to take over the NCPC operations in the Yukon and the NCPC's counter-proposal that it take over the operations of the private utility.

2. Northwest Territories

The NCPC is the dominant utility in the Northwest Territories, generating most electrical power and being reponsible for distribution in all locations other than Yellowknife, Hay River and some adjacent communities. The NCPC supplies electricity in approximately 50 communities, also supplying heat and water services in one or two of them. Alberta Power Limited generates and distributes power in Hay River and the adjacent areas, and ICG Utilities (Plains-Western) Ltd. distributes in Yellowknife power purchased from the NCPC. The following table shows how electrical power generated by the NCPC is distributed:

Table 2: NWT Electricity Sales Year Ended March 31, 1981

	(million kWh)
Wholesale (Supplied to Plains-Western)	79.9
Industrial	147.9
Residential	67.3
Commercial	65.6
Street Lighting	1.7
Total	362.4

Source: NCPC, *33rd Annual Review* for the year ended 31 March, 1981.

In addition, Alberta Power Limited generated and sold 23.7 million kWh of power in the same period.

There is some interconnection of systems around the Great Slave Lake and Inuvik. As in the Yukon, additional capacity introduced in the Snare-Yellowknife system in 1976 suffered from cost overruns. Low water levels here have also led to increasing reliance on diesel-generated power. At most other locations, electricity is generated from diesel sources at the location where it is sold. Because of the remoteness of most communities in the NWT, it is unlikely that this pattern will soon change.

Several years ago, Alberta Power sought approval to build a transmission line from Hay River to connect with its power grid in northern Alberta. This project was cancelled because of delays in getting approvals and, according to Alberta Power, may now be uneconomic. Neither the NCPC nor the private utilities have any immediate plans to construct generating facilities that would significantly lessen the demand for diesel-generated power.

As in the Yukon, the mining industry is a major consumer of power in the NWT. Its growth or decline can be expected to have a major impact on power demand and prices. Most other consumers in the NWT are either governments or persons supported by governments. In many of the smaller settlements, the electrical power business in NWT is more of a common service for governments than a public service. The impact of increasing power rates is blunted for many consumers in these communities by allowances or assistance they receive from the public purse.

C. A Profile of the NCPC Rates

Electricity rates in the North are generally characterized as relatively high, compared with those of the rest of Canada, and escalating faster than in the south. In addition, rates vary widely from community to community. This variation can be demonstrated by reference to Table 3, which provides a cross-section view of the NCPC rates on the basis of

Table 3: NCPC 1982/83 RATE PATTERNS[1]

Community/ System	Sales[2] (million kWh)	Average Rate (¢ per kWh)
NWT Rate Zone		
Fort Simpson	6.07	20.26
Frobisher Bay	18.41	25.90
Inuvik	25.26	19.23
Rankin Inlet	5.73	30.63
Snare-Yellowknife	125.02	10.79[3]
Taltson	141.58	8.61
Tuktoyaktuk	7.50	27.26
All Others	52.75	34.30
Subtotal	382.32	15.28
Yukon Rate Zone		
Dawson	5.55	16.65
Johnsons Crossing	0.03	32.98
Mayo	32.36	4.49
Whitehorse-Aishihik-Faro	363.55	7.73[3][4]
Subtotal	401.49	7.59
Total	783.81	11.34

[1] Based upon proposed 1982-83 rates and 1982 fuel adjustment clause.
[2] Projected 1982-83 figures.
[3] Including wholesale prices.
[4] Fuel clause adjustment is calculated on the basis of 1980-81 sales of hydro and diesel power.

Sources: NCPC, *Proposed Rate Adjustments Effective April, 1982—Yukon Territory Rate Zone*; and NCPC, *Proposed Rate Adjustments Effective April, 1982—Northwest Territories Rate Zone.*

its 1982-83 proposals. These figures point out that, on average, electricity charges in the Northwest Territories rate zone will be double the charges in the Yukon rate zone. Within each territory, rates vary more widely than indicated by the table. Within the residual category "All Others", there are six communities in which proposed 1982-83 rates exceed 50¢ per kWh.

In the Northwest Territories, based on figures from the NCPC's 1982-83 rate submission, 85% of electricity consumption in 1982-83 will be at rates below 11¢ per kWh. The average rate for the remaining 15% will be in excess of 28¢ per kWh. In the Yukon, a lower percentage of electricity consumption will be at very high rates, just over 1% being at an average rate of 16.7¢ per kWh. The average rate for the remainder of the Yukon will be less than 8¢ per kWh. These average rates are understated from the consumer's point of view because the costs and mark-ups of the private utilities would have to be added in arriving at rates where the NCPC sells wholesale.

As a general rule, the very high rates are found in small and isolated communities where electricity is generated by diesel power. Not only is diesel-generated electricity more expensive than hydro power, but many of these isolated communities suffer from the high cost of transporting the fuel.

Table 4 and Chart 1 present an historical profile of average NCPC rates since 1969. These statistics show that in the latter half of the 1970s, electricity rate increases accelerated. If the recently proposed rate schedules come into effect, the rate of increase will be even higher. Overall, the 1982-83 rate will be 58% above the average 1980-81 rate. In the Northwest Territories, the increase over two years exceeds 54%, while it is about 85% in the Yukon.

This set of figures also points out the differential between rates in the Yukon and those in the Northwest Territories. Since 1977, rates in the NWT have always been double those in the Yukon. This differential has tended to widen over the past five years, although the most recent rate proposal will reduce it again to a 2:1 ratio.

Lastly, Table 5 provides some statistics in order to put northern electricity rates into context with the rest of Canada. As is evident, there is no such thing as a southern Canada rate; rates in the south also vary widely. In many parts of Canada, electricity prices are significantly lower than in the North. However, in 1981 the NCPC rates, on average, were not the highest in Canada. Consumers in Prince Edward Island, who are served by Maritime Electric Company, currently pay the highest rates because they also use thermally generated electrical power.

Just as there is no southern Canada rate, it may also be misleading to look at the NCPC average rate. There are many customers who pay significantly above the average and for whom the use of electricity is very expensive. However, average electrical power rates in the NWT are clearly higher than those in any province in Canada. (See Appendix B for a history of the NCPC and Appendix C for a description of its facilities.)

Table 4: NCPC HISTORICAL RATE PATTERNS

Average Rates (¢ per kWh)

Year Ended March 31	Entire System	NWT Zone	Yukon Zone
1983 (proposed)	11.34	15.28	7.59
1982 (projected)	9.60	13.96	5.16
1981	7.16	9.90	4.10
1980	6.45	8.76	3.80
1979	5.89	7.93	3.50
1978	5.06	6.74	3.15
1977	4.35	5.61	2.67
1976	3.08		
1975	2.76		
1974	2.54		
1973	2.45		
1972	2.10		
1971	1.74		
1970	1.93		
1969	1.75		

Sources: NCPC, *Annual Review*, various issues; and NCPC, *Proposed Rate Adjustments Effective April, 1982—Yukon Territory Rate Zone*; and NCPC, *Proposed Rate Adjustments Effective April, 1982—Northwest Territories Rate Zone*.

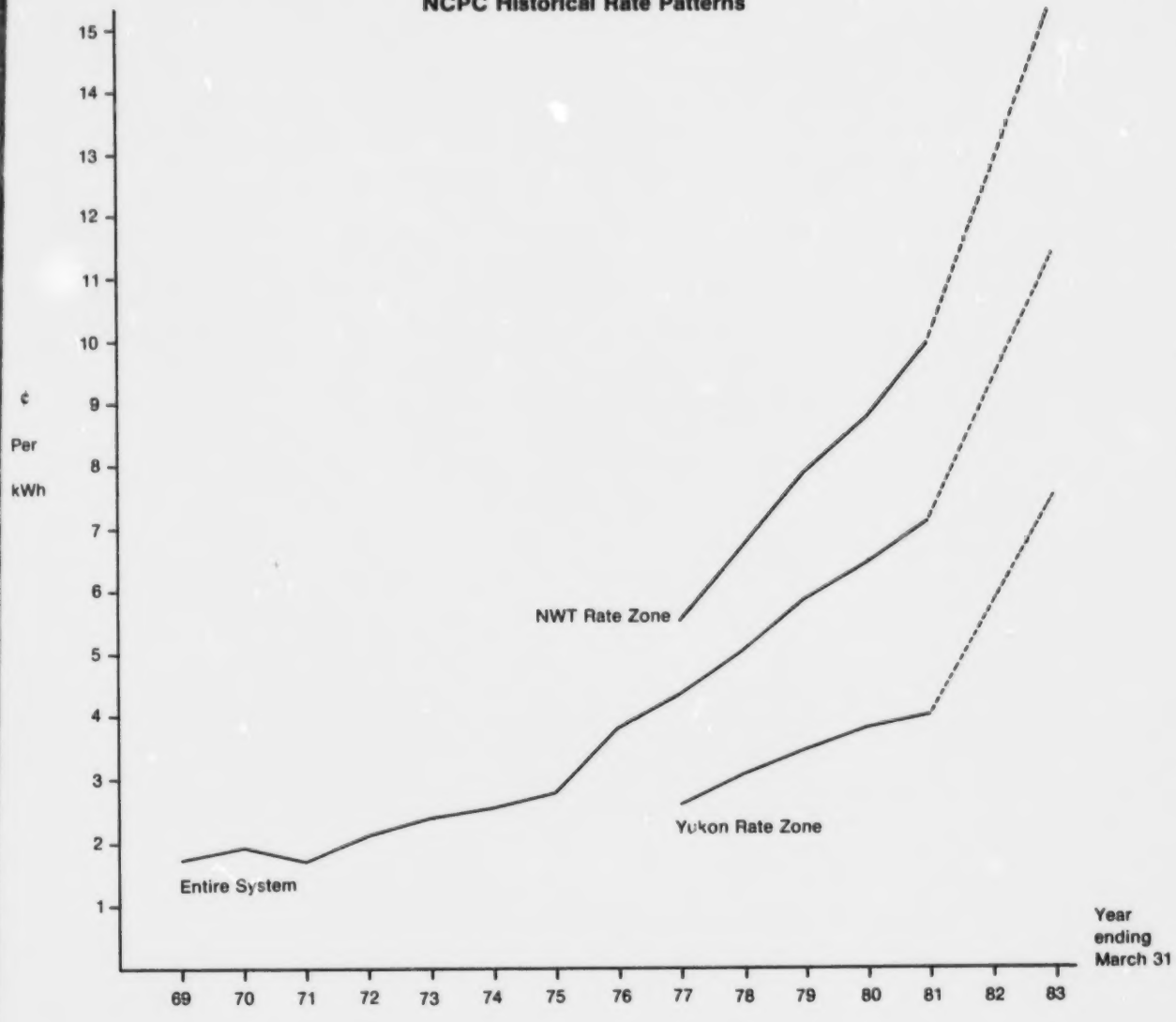
Table 5: RESIDENTIAL ELECTRICITY RATES IN CANADA, 1981

	Rural	Urban
	(¢ per kWh)	
B.C. Hydro	3.87	3.87
Trans Alta Utilities	4.70	4.93
Alberta Power	6.49	6.46 to 7.12
Saskatchewan Power	4.16	4.06
Manitoba Hydro	3.32	4.14
Ontario Hydro	7.01	7.80
Hydro Quebec	3.28	3.28
Nfld. Light and Power	4.94	4.94
New Brunswick Electric Power Commission	5.28	5.38
Nova Scotia Power Corporation	4.96	4.96
Maritime Electric Company	9.44	9.72

Source: EMR, *Electricity Rates in Canada*, November 1981.

Chart I

NCPC Historical Rate Patterns



D. The Issues

Until the mid-1970s, the NCPC was able to fulfil a major requirement of its act: namely, to recover its costs, with only modest rate increases. After that time, however, as costs escalated rapidly, the NCPC found that it had to raise its rates significantly to cover costs.

At the hearings the subcommittee held in the North in the spring and fall of 1981, members heard that rising costs were only one element of a growing dissatisfaction with the entire electrical supply system in the territories.

The dominant message given to the subcommittee by witnesses was that the NCPC, beset by financial restraints, was not equipped to fill the varied electricity demands of two quite different territories. A number of interveners called for the repeal of the NCPC Act, stating that it had served its purpose, was no longer of value to them and, indeed, might impede them. The NCPC was seen as a major contributing factor to and cause of the problem.

Many suggestions were directed at making the NCPC more responsive to local concerns and more accountable to the territories. These included transferring the NCPC headquarters to a northern location, or in reality two locations, in view of the fact that this recommendation was usually accompanied by another supporting a splitting of the two territorial operations. Indeed, the majority of interveners saw this as only an interim step towards fully autonomous territorial Crown corporations.

The territorial governments supported the establishment of separate territorial corporations with the transfer of the NCPC's assets debt-free. In the case of the NWT, however, it was recognized that forgiving the current debt and transferring assets was not going to solve the tremendous problem of financing capital costs and anticipated increases in the costs of fuel. If debt mounted again, the new electrical Crown corporation would be crippled.

Another aspect of accountability was raised in relation to the role of the public utility boards, the territorial bodies charged with overseeing electrical energy rates in the territories. The territorial governments and other interveners were vehement that regulation of the NCPC by the Governor in Council was not adequate. The voluntary co-operation shown by the NCPC in submitting its rates to the boards was not considered sufficient even with good faith on both sides. It was felt the NCPC should come before the boards as an applicant in the same way as the private utilities. The public hearing process, where rate complaints could be aired, was considered to serve the public interest better than review by cabinet.

The financial and legal constraints under which the NCPC operated were mentioned in terms of their effect on both long-range planning and cost of service. Northern consumers

resented paying for past deficits in current rates, a requirement of the rather stringent loan provisions under which the NCPC operates. They argued that all existing debt charges should be cancelled or the federal government should take equity in the corporation.

Presentations expressed concern about the NCPC's operations in the North. It was the public perception that the NCPC poorly managed both the Aishihik project and the most recent expansion at Snare River. The subcommittee itself saw instances of technical problems that needed to be remedied. At the same time, the territorial governments and consumers appeared to be satisfied with the services they were receiving from the private utilities and believed that they were operating efficiently.

Interveners, particularly the mining companies, generally supported the concept of rates based on cost of service. They maintained that the NCPC should not use cross-subsidization programs to equalize rates. This was seen to be the role not of a utility, but of government, since it was felt that utility rates should not be a vehicle for delivering social programs.

The conservative approach of the NCPC to planning was soundly criticized although there was acknowledgement that the NCPC's mandate and financial resources precluded any long-range approach, especially in the absence of a federal energy policy. The mining companies wanted long-range hydro power developments in anticipation of local requirements. Others saw over-expansion as the problem. Many wanted a better approval process for new hydro power developments.

Part III

ORGANIZATIONAL ALTERNATIVES

A. Origin, Powers and Responsibilities of the NCPC

The Northern Canada Power Commission (NCPC) is the principal agency generating and transmitting electrical power in the territories. As the federal government's agent, it derives its responsibilities for the planning, management and operation of electrical utilities from the Northern Canada Power Commission Act (See Appendix F). The act neither requires the NCPC to supply electrical power services everywhere in the North nor gives the commission the exclusive right to do so. It is only government policy that states that NCPC should be responsible for the generation and transmission of all major power north of 60°.

The commission was established in 1948 as the Northwest Territories Power Commission, a Crown corporation set up to provide electrical power to assist in the successful operation of mines. Its service area of operations was extended to the Yukon in 1950 to fulfil the same objective. In 1956, amendments to the act changed the name to the Northern Canada Power Commission. At the same time, the mandate of the commission was extended to empower it to supply "public utilities", defined as electrical and thermal energy, water, sewerage and telephone services.

The next, and most recent, changes to the act were made in 1975. The amendments added territorial representatives to the commission and permitted some measure of rate relief in high-cost locations by establishing rate zones and rate schedules for the whole of each territory, rather than on a plant-by-plant basis as was the case previously.

The act gives the NCPC authority to enter into agreements for the supply of electrical power, to investigate electrical projects and to build or acquire facilities to suit its purposes.

Under its act, the commission must comply with any directions given to it by the Governor in Council or the minister respecting the exercise of its powers. More specifically, it requires Governor in Council approval for expropriating lands; for schedules or ranges of rates, including contingency allowances contained therein; and for terms and conditions of loans to it as authorized by the Minister of Finance.

In fulfilling the terms of its mandate, the commission is not legally subject to territorial legislation or regulatory processes. In using certain of its powers, however, the NCPC is subject to the federal regulatory process. If its work will affect waters in either territory, the NCPC must comply with the provisions of the Northern Inland Waters Act. It is also subject to federal land-use regulations established under the Territorial Lands Act and may need to acquire permits for construction or operation of such facilities as power plants, substations and transmission and distribution lines. In addition, as a federal Crown corporation, the NCPC is expected to prepare an environmental impact statement in conformity with the federal environmental assessment review process.

The commission is classified as a Schedule C corporation in the schedules to the Financial Administration Act. All Crown corporations are required to obtain Governor in Council approval of their capital budgets, but Schedule C classification means that the commission must also submit an operating budget for approval of its minister and the President of the Treasury Board. The Schedule C classification is somewhat surprising in that the commission, as a supplier of goods to the public, and being ordinarily able to conduct its operations without appropriations, qualifies under the terms of the act to be a Schedule D corporation. The present classification is advantageous in exempting the commission from paying income taxes, but it is disadvantageous in requiring federal government approval before it can enter into certain contracts and other arrangements. The subcommittee is not aware of how the government intends to classify the commission under new legislation pending for Crown corporations, or what significance this might have for the commission.

In summary, the significant implications of the NCPC's present powers and responsibilities for purposes of the subcommittee's review are as follows:

—the commission is not legally subject to the legislative or regulatory jurisdiction of the territorial governments;

—it must comply with any Governor in Council or ministerial directions given to it by the federal government;

—as a Schedule C corporation, it must submit both operating and capital budgets for federal government review, and it receives no compensation for activities serving national rather than its corporate objectives; and

—its decision-making processes are slowed, and accountability is diffused, because of the need to obtain federal government approval for many of its decisions.

B. Organization, Management and Administration of the NCPC

The Northern Canada Power Commission Act establishes the NCPC as a Crown corporation consisting of a chairman and four additional members to be appointed by the Governor in Council, one on the recommendation of the Commissioner in Council of the Northwest Territories and one on the recommendation of the Commissioner in Council of the Yukon Territory. This power to recommend a member of the commission is the total extent of the territorial governments' jurisdiction over the NCPC. Neither of these territorial members may be chairman. All five members are appointed by cabinet "during pleasure"—that is, with no fixed term of office.

The NCPC is accountable to Parliament through the Minister of Indian Affairs and Northern Development, who exercises general jurisdiction over the Northwest Territories and the Yukon. That department has consistently viewed the commission as a significant agency for the economic development of the North in view of its importance in the supply of energy to the territories. Until March 1975, the chairman of the NCPC was the deputy minister of the department. Although the present deputy minister remains a member of the commission, the remaining members of the commission are northern residents.

The chairman is the chief executive officer of the commission. Other officers include the general manager, two assistant general managers and a comptroller. The chairman is located in Whitehorse and all other officers are located in Edmonton. One assistant general manager is responsible for corporate and public affairs, including rate setting. The other assistant general manager is responsible for operations and engineering.

During the early 1970s, the NCPC rapidly accelerated its operations so that between 1970 and 1976 the number of plants acquired or constructed grew from 21 to 56, the present complement. Regional offices were opened in Whitehorse in 1970 and in Yellowknife in June 1971 to improve internal communication, customer service and technical expertise. The heads of the regional offices report to the assistant general manager in charge of operations.

Corporate, public-affairs and engineering responsibilities are now centralized in the Edmonton headquarters. Operational responsibilities are decentralized to regional administrators in Whitehorse and Yellowknife and to area supervisors located throughout the territories at locations having reasonable access to the various localities that are serviced by the NCPC.

In fiscal year 1980-81, the workforce complement totalled 330, made up of 304 permanent employees and 26 contract operators at the smaller unmanned plants. The northern staff complement was 251, of which 50 were native northerners.

The commission makes extensive use of consultants to assist its headquarters staff. Consultants are regularly used to conduct demand forecasting and facilities planning, and to

help establish the commission's position for presentation to various public bodies. Generally, these consultants have a continuing relationship with the commission, although more recently a variety of consulting firms has been used for facilities-planning purposes. Through using consultants, the commission seeks to obtain the same expertise as large utilities elsewhere in Canada provide with their own staffs.

In summary, the significant implications of the NCPC's present organization and management practices for purposes of the subcommittee's review are as follows:

—although the commission is operationally decentralized, many functions of major significance to consumers and territorial governments, such as planning and rate setting, are centralized in Edmonton; and

—the commission is relatively small in relation to most Canadian utilities and has to use consultants to obtain certain services that the larger utilities provide internally.

C. Relocation of the NCPC Headquarters to the North

Until 1973, the NCPC headquarters was located in Ottawa. In the expansionist period of the early 1970s, the addition of over 30 plants and the accelerated demands from the mining industry, particularly in the Yukon, caused the NCPC to consider moving the headquarters to a more convenient location. A debate arose over an appropriate site. Each territorial capital was considered, but in the end Edmonton was chosen as a compromise location.

The move to Edmonton improved proximity to customers and territorial governments by cutting travel time. Also, since regional offices had already been set up in Yellowknife and Whitehorse, it was felt that liaison with these two field offices would be easier from Edmonton. The result, however, was a head office in Edmonton remote both from decision-making authorities in Ottawa and from those it services in the northern marketplace.

The lack of physical proximity of the NCPC headquarters assumed increasing importance as concerns about the NCPC's accountability to northern consumers grew. Northerners, who are perturbed over rapidly rising rates, have focused on the location of the head office as a cause of the perceived failure to give adequate attention to the needs of the northern service area. While the Ottawa image was diminished, it was not replaced in northerners' minds by simply improving travel time between the NCPC and its consumers in the North. Rather than commencing the first stage of a northernization process, the move to Edmonton exacerbated existing problems. There is now a growing consensus in both territories that the NCPC headquarters should be located north of 60°.

The commission's 1981 report stated that one of its prime objectives was to relocate its head office to the North. The commission has examined the various locations to which it

could move and has considered the impact of the move on the communities, its customers, its employees and the administration of the NCPC. It has also examined the cost of relocating and the effect this would have on power rates.

As a result of these studies, the commission concluded that it should relocate on a phased basis with the operations and engineering staff moving in the first instance to the regional offices in Whitehorse and Yellowknife, with the corporate, financial and administrative staff staying in Edmonton for the time being. The decision was reached only after it was concluded that the ultimate objective—namely, complete devolution to each territory—was not appropriate at this time.

The NCPC estimates the number of employees to be moved and the one-time and recurring costs of their moves as follows:

Phase 1	Yukon	NWT
Number of employees	13	30
One-time costs	$459,550	$1,054,950
Recurring costs	$210,460	$ 488,020
Future Phases		
Number of employees	11	45
One-time costs	$809,250	$2,477,493
Recurring costs		
—first year	$366,612	$ 975,930
—second year	$402,276	$1,236,075

These amounts exclude a 10% contingency estimated by the NCPC for unforeseen costs. This phased move assumes that a corporate group of 10 persons will remain located in Edmonton to provide for secretarial services, information systems, certain financial functions and internal audit.

The costs of Phase 1 have been computed in detail. These cover:

—recruitment costs estimated at $16,000 for each of the 34 employees expected to be recruited from the south and $1,000 for each of the nine employees expected to be recruited in the North;

—retention bonuses for those employees not intending to relocate in the North;

—relocation expenses of approximately $20,000 for each of the five employees expected to relocate from Edmonton;

—salary differentials of $10,420 to match salaries and allowances paid to employees of other organizations in the North;

—additional costs of recruitment and relocation based on the higher turnover of employees expected in the North;

—the cost of office space, furniture and equipment (no compensating cost reduction is included for the Edmonton office, on the assumption that it will continue to be needed until later phases of the move); and

—the cost of one additional employee for the Yukon and two additional employees for the NWT.

The costs assume that future phases of the move will take place over several years. The proportionately greater costs per employee reflect the fact that certain costs—for example, retention bonuses—may have to be paid for the full period. Thus, certain extra costs arise from a phased move.

In view of the financial consequences of relocating and the possible impact of the subcommittee's report and of other reports being prepared by the department, the minister deferred approving the commission's proposal for a phased move to the North.

The subcommittee favours locating in the North any utility providing electrical power there, but believes that it would be unfortunate to incur the additional costs of relocating the NCPC in the North, along with the significant commitments to employees and for permanent facilities that this would involve, if questions about future organizational arrangements can be quickly resolved. Now is the time to decide whether the territorial governments and the private utilities should be involved in the future delivery of power in the North. Real economies can be achieved and damage to staff careers can be avoided if the longer-term organizational decisions are made before relocation commences. However, if the NCPC's responsibilities are not now devolved upon the territorial governments, the NCPC staff should be relocated in the North as soon as possible.

D. Replacing the NCPC with Territorial Crown Corporations

The NCPC's submission to the Minister of Indian Affairs and Northern Development, proposing relocation in the North, states that relocation was being proposed only because the ultimate objective—namely, complete devolution to each territory—was not appropriate at the time. No reasons were given other than the continued dependence on the federal purse of any utility operating in the North. The subcommittee believes that this option requires further consideration.

Although many northerners support relocation of the NCPC in the North, they see it as only the beginning of full devolution of the federal government's existing responsibilities for electrical power to the territories. The Government of Yukon opposes a move of the NCPC headquarters at this time, favouring instead immediate devolution of its responsibilities to the territorial governments. The government of NWT's brief to the subcommittee, while supporting the NCPC's relocation, also favours the eventual creation of a territorial Crown corporation.

The subcommittee believes that the utility serving the North needs to be more closely identified with the geographical areas it services, the consumers who pay its costs and the political jurisdictions within which it operates. The NCPC now has the worst of all worlds. Having its headquarters located in Edmonton, it is far from the decision-making processes in Ottawa, not being near enough to draw its problems to the attention of Ottawa decision makers, and not being easily able to influence the decisions they make. Furthermore, as an agent of the federal government, it makes it all too easy for northerners to blame Ottawa for any real or perceived deficiencies.

The subcommittee questions the main argument put forward for retaining the Edmonton location—namely, enhancement of the commission's ability to attract staff—for the following reasons:

—the staff in Edmonton are leaving anyway, in view of the opportunities available to them in Alberta and because of the obvious impermanence of the present location of the headquarters;

—some technical and operational skills now located in Edmonton were at one time located at the regional level;

—accounting, information, and administrative-staffing needs could be satisfied in Whitehorse and Yellowknife; and

—certain of the existing functions may not be needed once relocation takes place.

Another less compelling argument for retaining the Edmonton headquarters location is the fear that a move to the North will result in two rather than one headquarters, leading either to duplication of activities or to lower-level skills as the jobs are fragmented. The subcommittee believes, however, that the needs of the two territories are sufficiently different to require them to be addressed separately.

The briefs and the hearings clearly show that both territories want the NCPC split, with each component being managed by persons located within each territory and subject to the legislative and regulatory jurisdiction of each government. The following convincing arguments are put forward:

—devolution to the territories is in keeping with the evolution to full provincial status;

—electrical power is a major tool for economic development, and without it the territories control only part of their destiny;

—electrical power is only one source of energy, and its development must be co-ordinated with other sources of energy;

—consumers of electrical power within the territories are disenfranchised as long as territorial regulatory bodies have no real authority over the NCPC.

The federal government may wish to treat the two territories similarly—one advantage of a single utility—but the subcommittee's investigations show that this may be contrary to their real needs. Some readily apparent differences that affect the electrical power needs of the two territories are as follows:

—the geography and demography of the Yukon significantly enhance its ability to have a unified, interconnected power system, as compared to the NWT where many areas have little chance of an integrated power system;

—the eastern portion of the NWT, unlike the rest of the North, is likely always to rely on some type of thermally generated power;

—governments and persons they financially support are likely to continue to consume a proportionately greater share of the electrical power generated in the eastern NWT than in the Yukon; and

—private utilities now play a proportionately greater role in the Yukon than in the NWT.

For all these reasons, the subcommittee prefers an organizational alternative to the NCPC that would permit each territorial government to ensure that electrical power is delivered in a way that conforms to each territory's unique needs and current state of development.

Having concluded that primary responsibility for electrical power within the territories should rest with the territorial governments, the subcomnmittee also recognizes that the federal government has certain constitutional and national responsibilities to satisfy in the North and that both territories need some federal financial support. Until full provincial status is conferred upon the territories, the federal government continues to have residual responsibilities it cannot avoid. Furthermore, the federal government is still directly involved in managing such resources as water, and it has obligations to the native people of Canada that have yet to be settled. Northern oil and gas resources also have an important role to play in the National Energy Program, and the federal government sees them as satisfying national as well as territorial needs. In addition, within the foreseeable future, the federal government's support, in one way or another, will be essential to the financing of any major power development in the North. Finally, the federal government's own programs consume a significant amount of power in the North, and just as any other consumer, it must protect its own interests. For all these reasons, the subcommittee acknowledges that any organizational solution must provide for a continuing federal presence.

This does not, however, require the federal government to be directly involved in delivering power in the North. The federal government has progressively devolved upon the territorial governments more responsibility for providing for their own needs, although financing a large proportion of the costs of the services they require. Through its review of territorial spending proposals, it retains a very effective means of influencing the decisions they make. In the subcommittee's opinion, no convincing reasons have been advanced for delaying full devolution of operational responsibilities for electrical power in the North. The

federal government can safeguard its own responsibilities through its involvement in the planning and financing of major new developments, topics dealt with in later parts of this report.

E. Contribution of Private Utilities

Before examining the cost of devolving the NCPC's responsibilities fully on the territories at this time, it is appropriate to consider the role of the private utilities now operating in the North. As stated previously, subsidiaries of Alberta Power Limited are involved in providing electricity to residents of the Yukon. Alberta Power Limited is a major generator and distributor of electrical power in Alberta, particularly in northern Alberta; another subsidiary of its parent, Canadian Utilities Limited, a publicly traded company, is involved in the distribution of gas in Alberta. Alberta Power also generates and distributes power in the Northwest Territories at Hay River and some small adjacent communities.

Another private utility, ICG Utilities (Plains-Western) Ltd., distributes most of the power in the Yellowknife area. This company and other subsidiaries of its parent company, Inter-City Gas Corporation, are active in gas distribution throughout most of Canada. The Yellowknife area, however, is the only place where they distribute electrical power.

Certain natural resource companies also generate electrical power in the territories for their own use. Normally, they use small diesel facilities similar to those of the public and private utilities, but one mining company, Cominco Ltd., has its own hydro facility near Yellowknife. These companies generally provide their own power because electrical power was not available to them, the utilities were unwilling to service them or they encountered delays in obtaining the necessary services.

The private utilities, like the NCPC, provide many services out of Edmonton. These include the normal head-office management functions; specialized technical supervision and advice; planning, rate administration and budgeting; customer billing, accounting and cash management; and purchasing, personnel and public relations. These services are provided by the staff and systems used to service their Alberta operations.

Both the public and private utilities have journeymen electricians or diesel operators with a high degree of practical experience operating their facilities in the territories. Both use part-time contractors to operate their facilities in remote locations. Administrative staff located in the territories are mainly concerned with customer service and collections.

The increasing size and sophistication of the means chosen to supply energy in the North require a high level of technical resources. Any utility operating in the North is likely to be a dwarf in relation to the giants that supply power in the rest of Canada. For any

northern utility to seek to be self-sufficient is likely to be both expensive and risky: expensive in that skilled resources cannot be continuously used; risky in that unused skills soon deteriorate. Many believe that the North ought to move from fairly small, simple sources of electrical power supply to more complex, interconnected systems. In the 1970s, the NCPC staffed to increase its capability to undertake more complex hydro facilities, but the controversy surrounding its efforts at Aishihik and at the latest Snare River addition suggests that this approach was not too successful. It is now making extensive use of outside consultants, but it is too soon to assess the results. An alternative, not yet properly tried, is to make greater use of the resources of the private utilities operating in or near the North.

There is another reason for turning to the private sector for help. Power utilities deliver a service crucial to their consumers. Thus, individual needs of a consumer may often conflict with the overall needs of the system. Governments can legitimately protect the interests of their citizens without becoming directly involved in operations where government procedures, emphasizing as they do universality, equity and prudence, may unduly delay decisions and lead to inefficiencies.

Finally, duplication obviously increases costs. The dividing line between the NCPC and the private utilities in the North has been determined by history, not operational considerations. The NCPC produces and wholesales power, but so does Yukon Electrical. The NCPC distributes power at the retail level, one of the primary roles of the private utilities. Thus, both need many of the same skills and equipment. Although they co-operate at the operating level, this overlapping obviously leads to inefficiencies.

Although the subcommittee sees benefits from continued involvement of private utilities in the North, as well as opportunities for reducing present duplication, the exact arrangements between a territorial Crown corporation and a private utility are not so clear. Among the possibilities to be considered are the following:

—transferring all distribution of electrical power to the private utilities;

—allowing the private utilities to participate as partners in small, economically justified electrical power installations where no subsidy from the public purse is involved; and

—using the private utilities to operate territorially owned power facilities, compensating them through a management fee or target price arrangement.

The private utilities, as explained in Part VI, are primarily in the business of investing capital, not managing facilities on a fee-for-service basis. Nevertheless, the private utilities believe that they can provide electrical power in the North more economically than the NCPC. A territorial Crown corporation should be able to negotiate an arrangement that gives the private utilities the incentive they need to realize economies while at the same time compensating them fairly for their efforts.

In examining present organizational arrangements, the subcommittee found that:

—the territorial governments have almost no legislative and regulatory jurisdiction over the NCPC as a federal Crown corporation;

—the federal government's powers, decision making and budgetary processes do not make the NCPC fully accountable to the people it serves;

—although the NCPC is remote from its consumers and their territorial governments, relocating the NCPC in the North would give rise to some additional costs and long-term commitments; and

—any utility solely serving the North would have difficulty in obtaining all the expertise it needs.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendations:

1) The federal government should enter into discussions with the territorial governments for the purpose of creating separate territorial Crown corporations to assume the present NCPC responsibilities.

2) The NCPC should be relocated in the North if the alternative of complete federal devolution of the NCPC's responsibilities to the territorial governments is not quickly accepted.

3) The territorial governments should enter into discussions with the NCPC and the private utilities to determine how they can assist the territorial Crown corporations in discharging their responsibilities.

Part IV

THE NEED FOR LEADERSHIP AND CO-ORDINATION IN PLANNING

A. The Problem

The goal of electrical power planning is to provide a safe, reliable and financially viable service. Electrical power planning begins with an electricity load forecast, which is an estimate of the future demand for electricity. Load forecasting has become increasingly important in times of rising energy prices and other inflationary costs. Increasing emphasis is being given to fuel substitution, conservation and efficient utilization. With an economy based on natural resources, the North is vulnerable to uncertain demand patterns that are likely to be exacerbated by these new complexities.

The other variable in the equation, supply, should be able to compensate for any uncertainty in demand by building facilities in anticipation of demand, thereby providing the flexibility needed to match capacity to demand. Where load forecasts are uncertain, the system must be able to react quickly and provide the needed increments to the system. In the North, however, conditions of isolation and climate strain the ability of the electrical power system to meet special energy exigencies without tying up excessive capital or incurring extra expense through emergency actions.

Lack of mandate and finances, as well as some project setbacks, has encouraged a cautious attitude on the part of the NCPC towards planning, at a time when the ability of the electrical power system to respond to northern electrical energy needs is becoming most crucial. The government policy limiting the role of private utilities in the supply of power North of 60° has prevented them from responding any more effectively to the need.

During the subcommittee's hearings, many persons blamed the high cost of power on the past lack of adequate planning. The NCPC defended itself by pointing to the lack of the

funding required to do proper site investigations and feasibility studies. The private utilities stated that, despite their closeness to their customers, the NCPC seldom asked their views on the future electrical power needs of the North. Industrial customers complained about delays in satisfying their needs. Finally, the territorial governments pointed to the importance of electrical power to their economic development and objected to placing their destinies in the hands of a federal agency. They also said that their public utilities boards were ineffective unless they had some control over the future facilities of the utilities.

Placing blame in this way will not solve the problem. In fact, all participants in the planning process are doing an acceptable job. The problem is that they are planning in a vacuum without the direction they need from the federal and territorial governments.

The subcommittee's hearings also indicated that the responsibilities of the NCPC and the private utilities are too narrow for proper planning. Many appearing before the subcommittee stated that greater attention should be devoted to such alternative sources of energy as coal, wind, wood, natural gas, propane and nuclear fission. Some of these alternative energy systems will require large infusions of capital and should be properly planned. The subcommittee has not fully studied the possibility of alternative energy sources, since this would be beyond its mandate. Nevertheless, it is clear that future planning of electrical power north of 60° must take into account all sources of energy. The federal and territorial governments are now investigating such alternatives. Planning of this order should continue to be conducted by these governments, as well as by the utilities.

Planning should also consider opportunities for tying into the grids of British Columbia and Alberta, as well as the possibility of large-scale projects for exporting power to the south. All these matters demand governmental involvement.

B. Existing Processes

The following sections outline the present approach to electrical power planning in the North.

1. Demand Forecasting

The NCPC now uses an economic research consulting firm to conduct an annual update of the electrical energy requirements of each territory for the next 20 years. This firm interviews various customers and analyzes available data with a view to forecasting electrical power demand for various components of the system, particularly those that might need hydro systems where planning horizons must be longer. Forecasts are made annually for the first five years and by five-year blocks thereafter.

The NCPC also makes its own internal forecast of demand. Using both the external and internal forecasts, the NCPC assesses the adequacy of its existing plant in the light of forecast demand. In deciding whether an additional plant is required, it establishes certain reserve criteria for various sizes of plant, based on a factoring of peak load and the size of the units required to service the location. It then identifies the additional capacity required at each location and compares that with units coming on stream during the period. In this way it plans the generating capacity it needs to satisfy future demand.

Although this process should make electrical power available when needed, the small base load in most communities and the lack of interconnection of the systems servicing them mean that the NCPC can be significantly affected by the decision of any major industrial user to open or close. For example, Whitehorse Copper and Giant Yellowknife mines are considering closing. At the same time, other mines could open depending on future metal prices. The NCPC cannot plan major hydro facilities with any certainty, because of the long-term planning horizon needed and the major blocks of power involved.

Because of their smaller size and quicker availability, diesel units may be the more economic means of satisfying uncertain demand. Unfortunately, when increased demand leads to higher costs than would have occurred if hydro facilities had been developed, it is considered evidence of poor planning on the part of the NCPC. Because the NCPC lacks the means of financing excess capacity, it is unable to take the entrepreneurial risks that might have prevented the currently high cost of electrical power in the North.

2. Facilities Planning

The NCPC Act, pursuant to Section 14(1), authorizes a payment out of the Consolidated Revenue Fund of $50,000 to investigate a project and estimate the capital required and the rates that would need to be charged. Such costs are to be included in the costs of projects that proceed and are to be written off as a budgetary charge of the federal government if the project does not proceed.

More realistic funding has recently been authorized through the Estimates for this purpose in the Yukon. The NCPC has been granted $3,150,000 for studies to be conducted before September 30, 1983, such funds being repayable if the projects proceed. These funds are being used to conduct pre-feasibility studies of two large-scale hydro sites (the Mid-Yukon and Granite Canyon projects), three mid-sized sites (the Hoole Canyon, Ross Canyon and False Canyon projects) and some lesser-sized sites. The objective of these studies is to identify hydro sites that might be required under various growth scenarios, recognizing that full feasibility, environmental studies, regulatory processes and detailed design would still take several years before construction could start.

The NCPC requested further funding for this purpose in both the Yukon and Northwest Territories. The commission was told that its requests would have to be ranked

under the envelope system, with other spending proposals of departments coming within that envelope, and that it would be imperative to link the proposed investigations with expected energy requirements.

The NCPC has established a large project advisory board to oversee all aspects of project construction, reporting directly to the commission. Board members have extensive qualifications in finance and in the utility development field. In addition, in 1980 a strategic planning committee composed of senior management was formed to discuss and make decisions on long-term projects.

3. Financial Planning

As a Schedule C Crown corporation, the NCPC must submit an operating as well as a capital budget to Treasury Board through its minister. This is true even though it does not normally receive funding through budgetary appropriations. Non-budgetary appropriations authorizing loans for various capital projects are individually approved and listed in the federal Estimates.

More detailed planning takes place through the processes necessary to prepare the rate submissions to the public utility boards of the territories. Expenditures are identified by each location and compared with revenue at existing rates, and rates are proposed that will generate sufficient review to cover all costs, on aggregate for each territory.

The rate submissions are based on full distribution of all costs. The same information is compiled on a direct accountability basis—that is, without distributing costs to managers for which they cannot be held accountable. This provides information for purposes of budgetary control and financial reporting within the fiscal year.

4. Planning Processes of Private Utilities

The planning processes of the private utilities are not unlike those of the NCPC. All prepare multi-year plans in which they estimate their expenses, revenues and capital requirements. The private utilities make rate submissions to the public utility boards on an irregular basis since they are allowed to pass through energy charges approved for the NCPC without further justification.

Expenditures for site investigations are approached cautiously since expenditures on projects that are not proceeded with are not allowed as part of their rate base. Budgetary control and reporting processes are similar to those of the NCPC.

C. A Means for Co-ordination

Planning in the North must obviously take place at various levels. As the first stage in the planning process, there is a need for a clear energy policy. In the territories, energy policy is principally the responsibility of the federal government because of its present jurisdiction over territorial lands and resources. Nevertheless, involvement of the respective territorial governments is essential so that priorities are not only geared to meeting the federal government's off-oil objectives, but can be suited to regional energy sources and needs. In the past, the absence of a comprehensive and effective northern energy policy has encouraged the NCPC in the ad hoc planning of facilities for generating electrical power. How can it plan major projects with long lead-times in the absence of government priorities?

At the next level of planning, that of electrical energy, the NCPC has prime responsibility, but not the final decisions. Both the territorial governments and the private utilities believe that they have been denied a prime role in this process. Because federal funds are involved, the federal government has the final say before any large projects are undertaken.

The planning process must involve careful and rational exploration of all options, not only the need for new facilities, but their type, capacity, and location. Proper planning would identify land and sites needed for hydro-electrical developments and would avoid future land-use conflicts. Such a complex task demands not only the skills of persons with background in operating electrical utilities, but also knowledge of federal and territorial government energy priorities.

The subcommittee believes that a formal planning mechanism in each territory would encourage inclusion of all relevant factors in planning electrical energy. Lack of consultation has contributed to the dissatisfaction with the current planning process.

In Alberta, where several utilities share responsibility for providing electrical power, an Electric Utility Planning Council has been formed by the utilities themselves, with several provincial bodies participating as observers. This council projects the province's need for electrical energy, examines present plans for satisfying this need over the shorter term and identifies possible options for satisfying needs beyond that time. It seems clear that the need for a planning council of the type used in Alberta is a direct consequence of more than one electrical utility supplying power to the public and the extent to which the production and transmission facilities of the various utilities are interconnected through the provincial grid system. The formation of a planning body like Alberta's, modified to suit territorial needs, would allay concerns that electrical power planning north of 60° is being carried out in isolation. Within each territory, governments, industry, utilities and members of the public could advise on the development of electrical power.

If such a council were created, it would provide a forum for exchange of ideas, for all those knowledgeable to agree on the likely future demand for electrical power within the

territory, for each utility to expose its plans for satisfying this demand, and for all to suggest studies needed in the short term to prepare for future electrical power developments.

Because the governments will have to participate in financing most major developments, decisions on subsidies and on capital and operating grants cannot be delegated to a voluntary agency representing many interests. Part VI of this report suggests that such funding should be integrated with the resource-allocation processes of both the federal and territorial governments. This means that the same group of representatives from the departments of Indian Affairs and Northern Development, Treasury Board and Finance as now reviews the territorial Estimates would review such proposals. The subcommittee believes that the Department of Energy, Mines and Resources should be consulted by this group in making financial decisions. This group should be represented by observers when the planning councils meet. It would also be involved in setting maximum power rates for purposes of subsidization, as suggested in Part VI, in recommending project funding and in overseeing the planning processes of the utilities.

In examining planning processes, the subcommittee found that:

—planning of electrical power ought to be integrated with the planning for all sources of energy required in the North;

—leadership from the federal and territorial governments needs to be strengthened; and

—the planning processes of the NCPC and the private utilities are good within the limits of their mandates, but greater co-ordination of planning is needed.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendations:

4) The federal government and the government of each territory should prepare a long-term energy policy identifying the overall energy needs of each territory and how they might be satisfied.

5) A planning council (made up of representatives from the governmental utilities, private utilities and other producers and consumers of electrical power) should be established in each territory to prepare and annually update an electrical energy plan, taking into account the long-term energy policy of the governments, and to make recommendations for government funding of feasibility and other planning studies.

Part V

A SOLUTION TO THE REGULATORY DILEMMA

A. Present Rate-Setting Processes

The rate-setting processes determine the manner in which any utility will recover its costs and, where applicable, earn a rate of return on its investment. Both the NCPC and the private utilities begin the process with demand forecasts based on surveys of customers and on internal forecasting; the NCPC uses a five-year period, compared with the two-year period of the private utilities.

The second part of the process involves costing. Costs are distributed on a grid network basis or on an individual location basis, depending on the type of service. Costs are next broken down into demand (facilities), energy (supply costs) and customer costs (consumer service). The three groups are then subdivided by rate groups such as domestic, commercial, general service, street lighting, wholesale and specific large industrial customers. Demand costs are allocated to the rate groups based on the relative demand of each group; energy is allocated based on relative consumption; and customer costs are allocated based on the relative number of customers in each rate group.

Based on the forecast peak demand, consumption, and number of customers for each rate group, revenues at existing rates are estimated. Individual rates for each group at each location are then tried out until a set of rates is reached which results in full recovery of all costs for the territory, though not necessarily for each separate location or rate group. This set of rates is then further refined to ensure that the relative rate increases to each rate group and location are fair.

The new rate structure, cost-of-service studies and other analyses are compiled in a separate document for each territory, which the NCPC entitles *Proposed Rate Adjustments*.

On its understanding, the NCPC appears as a witness, and not as an applicant, before the territorial public utility boards to discuss its proposed adjustments. The NCPC sets its rates pursuant to Section 10(3) of the NCPC Act and obtains approval of its rates from the Governor in Council. The range of rates approved by the Governor in Council is quite broad, an approach endorsed by the NCPC in view of the need for flexibility in adjusting rates to meet rapidly escalating costs.

The private utilities operating in the North also generally set their rates on the basis of fully distributed cost-of-service studies. Cost-of-service studies are submitted to the public utility boards as part of their submissions entitled *Support of Rate Revisions*. To recover all costs, including income tax, and earn a rate of return on their rate bases, rates are generally determined in a manner similar to that used by the NCPC.

The rate base upon which the desired return is determined represents the investment of the organizations in their utility operations. The rate of return required is based upon the capital structures of the parent organizations of the utilities. It is determined by blending the relative amounts and cost rates of long-term debt, preferred shares, common equity, and no-cost capital.

The cost rate on common equity granted to the private utilities in 1981-82 in both territories was 15.5%. This represents the return the utilities believe is necessary to satisfy their shareholders that their investment has an appropriate continuing value in light of current economic and stockmarket conditions. The return is determined through reference to the stockmarket, through analyses of the returns of other utilities of all types and through reference to regulatory decisions elsewhere. This determination is performed on behalf of the utilities by external consultants. The consultants testify before the boards on the appropriateness of the rate of return. The private utilities attempt to obtain full recovery from all rate groups and do not engage in redistribution of income.

The private utilities obtain much of their electrical power from the NCPC. They can be caught in a squeeze when the NCPC increases its rates to them, if regulatory boards do not allow them to pass on the rate increases to the consumer. However, the public utility boards usually allow the NCPC increases due to fuel clause surcharges to be passed on to the consumer.

The private utilities are required to submit all proposed rate increases to the boards for approval. However, if, through cutting down on costs, the utility can earn its desired rate of return, or an excess over that rate, a submission is not required. As a result, for several years ICG Utilities (Plains-Western) Ltd. has not applied for rate increases, other than those related to increased charges by the NCPC. Any excess earnings over the required rate of return may be kept by the private utilities without refund to consumers or a reduction in power rates.

B. Rate Rationalization

It is not possible to recover all service costs on an individual customer basis. Rates are determined by grouping customers by types of consumption or types of services provided. Whenever consumers are grouped, certain of them suspect that they are, in effect, subsidizing the other members of the group. Additionally, it is often felt that industrial or commercial consumers can better bear the costs of electrical power and should pay higher rates than residential consumers. A converse argument states that industrial consumers should receive lower rates because of their higher volume demands and the more stable relationship of their total demand to peak demand.

The above issues, and many others, are of great concern in the North; with the small population base, the allocation of costs among consumer categories and locations can significantly affect the rates charged. Such concerns inevitably cause the utilities operating in the North, especially the NCPC, to become involved as vehicles of social engineering, a role to which they vehemently object as not being within their mandate.

Although the initial determination of electrical power demand and forecast of costs can be determined with relative accuracy, the application of social, political, and ability-to-pay concerns causes rate setting to move away from a full cost-recovery approach so that forms of cross-subsidization are bound to occur. Otherwise, a strictly applied user-pay approach would mean inequality of burden for isolated communities with different fuel sources and varying transportation charges.

Over the past few years, the NCPC has been trying to develop a rate rationalization scheme that would introduce a uniform approach in each territory so that classes of customers receiving comparable treatment would be accorded equal costs. This approach has met with resistance from the territories, who view it as another form of internal subsidization and would prefer to see any financial assistance come directly from government. Rate setting is not just a mechanistic costing process, but involves exercising a high degree of judgement. As long as this is true, consumers will want some regulatory process to protect their interests.

C. Removing Limits to Territorial Jurisdiction

Because power distribution is by necessity a monopoly of the public or private body granted the right to provide electrical power, some means of regulating their investments, costs and rates is necessary if the interests of the consumers are to be protected. In provinces where large public corporations supply electrical power, the trend is to subject these corporations to regulation by an independent regulatory body that determines whether the rate structure desired by the corporation should be approved. The three private utilities operating in the territories are subject to external review, in this case, by the public utility boards created to regulate the production, transmission and delivery of electricity in the territories.

The private utilities are subject to the authority of the boards and must comply with their rulings. As an agent of the Crown, the NCPC is not legally subject to their authority, although it has voluntarily agreed to submit the same information and comply with board rulings, provided the rulings are not in conflict with its own act. However, since its act requires the NCPC to recover all of its costs, this qualification is very important. Although the boards can suggest alterations in the distribution of the NCPC's costs among consumers, the NCPC has generally argued that the boards cannot challenge the NCPC's right to recover its costs. Thus, the boards and the territorial governments believe that the NCPC has the best of all worlds: an apparent endorsement of its rates, but without any effective control over the costs that give rise to them.

A question of the accountability of the NCPC to the territories arose during discussion of the 1975 amendments to the NCPC Act. The then Minister of Indian Affairs and Northern Development, Mr. Judd Buchanan, provided the following response before the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development on February 11, 1975:

> It has been suggested repeatedly that the Northern Canada Power Commission be answerable to the respective Territorial public utilities boards. There are two questions, in my opinion, of practicability involved here.
>
> From a jurisdictional viewpoint, we find that it has not been the practice to require federal agencies to report to boards appointed by a junior level of government, such as a province or a territory.
>
> The second problem derives from the very purpose of the public utilities boards. These are normally established to control private enterprise utility operations in order to ensure that the rates charged produce no more than reasonable rates of return on capital invested. Since the Commission is prohibited by law from making a profit, this form of control is not required.
>
> The Commission, wishing to take the fullest possible account of the views of the Territorial utilities boards, has initiated the practice of seeking counsel and advice on pending rate changes and on the extent of equalization within the proposed rate zones.
>
> At the request of the Yukon board, the Commission has made available its complete records. It has also received specific suggestions which it intends to implement. It is hoped that similar feedback will be derived from the Northwest Territories utilities board. Thus the Commission has initiated, and will continue, an effective process of consultation with the two Territorial utilities boards. (Issue No. 16, pp. 16:6 and 16:7)

This approach was reinforced in 1976 when the NCPC's board of directors decided to provide the fullest co-operation and support to public utility boards and abide by their rate recommendations as long as they do not conflict with the NCPC Act. Guidelines were established by the NCPC for administrative direction pertaining to this co-operation.

The territorial public utility boards believe that the NCPC's guidelines governing the commission's liaison with the boards demonstrate the NCPC's willingness to co-operate in the regulatory process, but they are concerned about the limits the NCPC imposes. They believe that this is not consistent with the stated intention of fullest co-operation with the public utility boards. The boards further believe that their official releases regarding the NCPC are decisions, not recommendations, and that legislation should be enacted to make the NCPC legally subject to their decisions.

In its hearings, the subcommittee heard territorial governments, legislators, companies and individuals all speak in favour of an independent review of the NCPC's rates. The consensus supported the performance of this task by territorial regulatory bodies, since rate review, franchise approval, and enforcement of standards of service are already within the purview of these bodies in the territories. It is the view of the territorial governments that, although the NCPC has generally co-operated with the boards, some means are needed to make the corporation fully subject to the jurisdiction of a regulatory body that gives consumers in the North an effective opportunity of challenging their electrical power charges.

Under the present system of regulation, two sets of rules govern the public and private agencies, even though they provide the same types of service. The establishment of territorial Crown corporations would end this dichotomy, since they would be fully subject to regulation by the respective board and accountable to territorial residents through the public hearing process.

Even though the traditional role of the public utility boards in Canada has been to establish rates of return on investment and thereby to control the profits of private utilities, there is a growing trend to submit provincial Crown corporations to public scrutiny to counteract the power of these monopolies. In the subcommittee's view, without such regulation the territorial Crown corporations would tend to run into the same sort of criticism with regard to accountability as was formerly directed at the NCPC.

The subcommittee recognizes the importance of proper regulatory review of rates, both from the point of view of territorial input into decisions on rates and for purposes of accountability.

In examining regulatory processes, the subcommittee found that:

—rates are primarily based on cost of service;

—any rate structure has some elements of cross-subsidization within groups and between groups of customers and must be subject to effective regulation;

—existing territorial public utility boards have full jurisdiction over private utilities, but not over the NCPC; and

—devolution of the NCPC's responsibilities to territorial utilities would remove this obstacle to effective regulation.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendation:

6) All electrical power utilities operating in the Yukon and the Northwest Territories should be fully subject to regulation by their respective public utility boards.

Part VI

FINANCING OF ELECTRICAL POWER NORTH OF 60°

A. Present Financing of the NCPC

The Northern Canada Power Commission Act requires the NCPC to treat the Yukon Territory and the Northwest Territories (as well as Field, B.C., an area it also services) as separate rate zones and to establish rates for each zone that are not less than the estimated costs of supplying power in the zone. Costs include interest and principal on loans; operating, maintenance, repair and other expenses of facilities; and the cost of administration and all other expenses as attributed by the commission to operations in each rate zone, including such contingency allowances as the Governor in Council approves.

Before the sharp increases in oil prices and before the Anti-Inflation Program, the NCPC was usually able to recover all of its costs. As of March 31, 1974, the commission had retained earnings of over $6 million. Since then the following profits and losses (indicated below in brackets) have eliminated the surplus and produced a deficit:

	$
1974-75	(1,187,000)
1975-76	(3,566,000)
1976-77	(6,155,000)
1977-78	377,000
1978-79	(64,000)
1979-80	9,000
1980-81	(400,000)

As a result, the commission's deficit as of March 31, 1981, was $4,608,000.

The NCPC includes a contingency provision in its determination of costs to be recovered. Over a period of time, this is intended to eliminate the deficit and accumulate a surplus of $10 million. This means that the consumers of electrical power in the North now not only pay for current costs, but also pay for past costs and provide a contingency for future unforeseen costs of the NCPC.

In the past, the commission has not been able to realize its budgeted contingency provision because of high unscheduled maintenance costs. Therefore, in 1981-82 the commission budgeted for the first time for unscheduled maintenance rather than assuming that the contingency provision would cover such unforeseen costs. The commission also increased its rates to cover the additional costs caused by low water. Thus, chances of realizing the planned contingency are enhanced in the current year.

One other factor affects the financing of the commission. The commission recognizes depreciation on property and equipment in service as an amount equivalent to the principal repaid on the associated loans. Prior to 1977, loans were repaid on the annuity basis so that combined principal and interest payments were constant. Debts incurred for assets placed in service since then are repaid on a straight-line basis. As a result of the higher interest in the earlier years, the NCPC now has to recover more in financing costs in the earlier years of the life of a new asset than in the later years when demand builds up. This has increased the commission's difficulties in financing new facilities.

The NCPC is unique among federal agencies in the North in that the Government of Canada bears almost none of the costs of its activities. Where the government does bear some costs of the NCPC, it is often only a deferral in the timing of the recovery. Specifically, working capital deficiencies resulting from its deficit position caused the commission to default in 1976-77 on principal and interest payments due to Canada totalling $9.2 million. In 1978-79, the commission obtained an interest-free working capital loan of $7.5 million from Canada—one of the few instances of subsidization—and has since paid interest on loan payments in default. Both the defaulted payments and the working capital advance remain owing to the Government of Canada and will have to be repaid. Similarly, the commission received $3.15 million to perform hydro investigation studies in Yukon, which will have to be repaid if the studies lead to construction of hydro facilities.

The subcommittee recognizes that the commission is doing its best to comply with its legislative mandate, budgeting to cover all current costs as well as recovering past deficits through the contingency provision. This, together with increases in costs that are beyond the commission's control, has led to significant increases in electrical power rates. Both territorial governments and northern consumers demand action to reduce the rates.

B. Financing of Private Utilities

The private utilities operating in the North differ fundamentally in how they determine the rates to be charged to consumers. Like the NCPC, they pass through all their

operational costs. However, in lieu of passing on the cost of servicing debt, they include an amount sufficient to give them an approved return on their rate base.

The rate base is composed of the mid-year average of the net book value of their fixed assets, plus an amount calculated for working capital requirements. The earnings of the private utilities will improve in any year the rate base is increased through additions exceeding booked depreciation, or when the regulatory authority allows a higher rate of return. The private utilities are in the business of investing money, and not solely in the business of recovering their costs and earning a fee for services provided.

In the two territories, the rate of return on rate base received by the private utilities is based not on their own capital structure, but on that of their parent companies. This is logical because the utilities operate as divisions and the parent companies raise the funds. Because the private utilities operating in the North are small compared to their parents, their financing requirements have only a minor effect on rates. Therefore, the rate of return they seek represents, in large part, the rate required to finance operations elsewhere in Canada, mainly in Alberta. To the extent that this rate of return is higher than historical costs of government borrowing, the private utilities pass on an added cost to consumers of electrical power.

The private utilities have one other cost that the NCPC does not incur. To the extent that their rate base is not financed by debt instruments, they must pay income taxes on the earnings applicable to their shareholders' equity. Such taxes are included as an expense to be recovered in their rates, but under the Public Utilities Income Tax Transfer Act, 95% of taxes paid are refunded to the territorial governments. The Government of Yukon has generally used this income to subsidize the electrical power costs of consumers in the higher cost areas of the territory. The Government of NWT returns this income to the private utilities, who in turn pass it on to their customers in Yellowknife, Hay River and the other communities they serve. Unless the federal government, as has been proposed, reduces this rebate from 95% to 50%, the net effect is to leave the territories in approximately the same position as if non-taxable public utilities were providing the power.

Both the NCPC and the private utilities set rates sufficient to cover estimated operating costs, including the costs of financing. If the NCPC recovers more or less than its actual costs, consumers benefit or suffer in future years. When private utilities earn more or less than the approved amount, this has no effect on future electrical rates because excesses or shortfalls in earnings are absorbed by their shareholders. Thus, while the NCPC has no direct incentive to control costs, the private utilities continually seek to improve their efficiency and reduce costs from those projected.

Although private utility operations may help contain the costs of providing electrical power in the North, the subcommittee recognizes that they cannot finance capital facilities in locations where electrical power rates would be beyond the ability of the northern consumers to pay. Private financing might lighten the Government of Canada's borrowing

requirements and induce private utilities to provide management services, but private-sector financing of all costs would likely result in power rates as unacceptable as those of the NCPC. Some more radical solution is required.

C. Territorial Government Financing

The territorial governments now rely on the federal government to grant them funds to cover the substantial portion of their expenditures not met out of their own revenues. These grants cover not only operating requirements, but also most capital requirements. As such, both are budgetary charges in the accounts of Canada, and the territories have no obligation to repay them. This explains the relatively debt-free status of the territorial governments, since only self-amortizing capital grants are treated as loans.

The territorial governments now have few Crown corporations. Where they do, they make operating grants to them to cover their net expenditures and capital grants to cover their capital requirements. Thus, if the territories should make any debt or equity investment in electrical power utilities, under present practices the funds would come from the federal government in the form of capital grants. The territories can borrow in the private sector if they have order-in-council approval from the federal government, or a case could probably be made for a loan, instead of a grant, from the federal government, but in both cases the lenders would want to know that the loan is repayable from other than federal government funding.

Because the federal government's operating and capital grants to the territories are accounted for as expenditures, any assistance provided by the territorial governments would be expenditures of the federal government in the same way as if made directly. By contrast, advances to the NCPC are treated as loans, or non-budgetary expenditures, on the assumption, and indeed requirement of its act, that they be fully recoverable from charges to power users.

Therefore, unless all costs of electrical power are to be recovered from consumers, any participation by territorial governments will ultimately be accounted for as federal government expenditures. Under the federal government's present accounting rules, an organization must be able to repay out of internally generated funds any investment of the government in it, as well as pay a return for the use of the capital roughly equal to the federal government's current borrowing costs, before any financing by the Government of Canada can be treated a loan—that is, as a non-budgetary expenditure.

D. Existing Subsidization of Electrical Power Costs

Although the NCPC and the private utilities have been remarkably successful in recovering their costs from consumers, costs to consumers in the North have been subsidized

in the past in several ways. The subcommittee believes that, concurrent with organizational changes, changes must inevitably be made to the amount and method of subsidizing power costs in the North.

As stated earlier, amounts refunded to the territorial government under the Public Utilities Income Tax Transfer Act were used by the Government of Yukon to subsidize consumers paying higher than average rates. As a result of recommendations of the Task Force on Electrical Costs in the North, the Government of Canada inaugurated the Federal Power Support Program in November 1978. This program is administered by the territorial governments, with the various utilities billing the governments directly for the differences between the subsidized rates chargeable to consumers and the approved rates for those locations.

Other less direct subsidies have affected power rates in the North. Traditionally, electrical power rates to government customers have been higher than comparable rates for other customers, and thus the governments affected have been subsidizing other users. Currently, the NCPC is seeking to eliminate this form of subsidization because of the administrative difficulties inherent in the system.

Other cross-subsidization occurs within each territory—and not between them because of the requirements of the NCPC Act—whenever some consumers pay less than the strict cost of service and others pay more.

The NCPC has recently commissioned a study of the factors that should be considered in rationalizing the rates in the NWT. This study suggested a number of alternative rate philosophies. These range from treating the entire NWT as a single rate zone to taking account of types of generation and areas serviced.

The subcommittee supports making a distinction between those areas, such as the Yukon and the area around the Great Slave Lake, where electrical power could be generated from low-cost, interconnected hydro sources and those remote areas where high-cost diesels are likely to be the main source of power supply. The state of economic development in the latter areas precludes consumers' paying the strict cost of services.

E. Alternative Method of Subsidization of Electrical Power

The cost of electrical power can either advance or hinder northern development. The NCPC is now by law required to recover not less than its cost of supplying power within each of the Yukon and Northwest Territories. It has options as to how it distributes these costs among various consumers, but on average it must recover its costs.

As set forth earlier in this report, until recently the NCPC recovered its costs from charges to customers that were reasonable in relation to rates elsewhere in Canada. The capital costs of new hydro facilities and the increasing cost of fuel for diesel plants, however, have led to rapidly escalating electrical power costs, and rates are now clearly out of line with most of the rest of Canada.

In determining how electrical power should be financed in the future, the subcommittee has been conscious of its present high cost and the potentially adverse effect that this may have on northern development. The Canadian tradition has been to subsidize such services as transportation that are vital to national development. Many other services in the North are subsidized from public funds. The northern practice is to write off capital expenditures, limiting any user-pay philosophy to the incremental costs of current operations. The subcommittee believes that electrical power should not be singled out as one of the few services where northern residents pay the full cost.

Currently, the NCPC has great difficulty financing capital projects because the NCPC Act requires it to recover all costs. The NCPC either has to build facilities exactly equal to current demand or has to charge customers for generating capacity in excess of their current consumption. Under these circumstances, the NCPC is almost forced to build hydro facilities only after the demand has already built up, servicing such demand in the intervening period by diesel-generated power, which is less capital intensive.

The federal government has been much more flexible in its financing arrangements in support of the construction and operation of the Point Lepreau nuclear power facility in New Brunswick. First, interest is to be forgiven completely for a fixed period of time. This lowers the capital cost of the project and helps during the early period when demand does not equal capacity. Second, the federal government is providing performance-related loans whereby funds are advanced if power generated is less than a target amount, and such loans are repaid when it exceeds this amount.

The Office of the Auditor General suggested in 1981 that the commission examine with Treasury Board the possibility of changing the capitalization of the commission to make it a more viable enterprise. In the past few years, the Government of Canada has taken action to make a number of other Crown corporations more financially viable. In some cases, such as that of Atomic Energy of Canada Limited, substantial loans have been written off to recognize that assets were overvalued in relation to their income-generating capabilities and that they could only be repaid out of appropriations from the federal government. In cases such as that of the the St. Lawrence Seaway, substantial amounts of debt have been converted to equity, thereby relieving these corporations of substantial interest charges. The former arrangement is more favourable in that it relieves the Crown corporation of both depreciation and interest charges, whereas the debt-to-equity conversion only reduces interest charges. The subcommittee understands, however, that the government's current policy is to convert debt to equity only if the Crown corporation can earn a rate of return on the resulting equity equal to or better than the current costs of money to the federal government.

There are several reasons why the Government of Canada should write off the existing NCPC debt. The government has already forgiven almost all the other debts of the two territorial governments. Some of the NCPC's debt results from past deficits, from cost overruns on major hydro projects and from high-cost diesel facilities that can never be self-financing. The Government of Canada should take immediate action to write off the existing debt of approximately $200 million owing by the NCPC and adopt more flexible means of financing future capital requirements of the electrical power utilities proposed for the territories.

The subcommittee considered the alternative of writing off only a portion of the existing debt. This alternative was rejected because, as shown in the next part of this report, average electrical power rates, even with full debt write-off, would still exceed those of most provinces. If less debt were to be forgiven, only the Whitehorse-Aishihik-Faro system and the Mayo system in the Yukon and the Taltson system in the NWT would have average rates of less than 10¢ per kWh. The debt of these systems totalled approximately $82 million as of March 31, 1980. The subcommittee believes that, at the very least, rates above this level should warrant subsidization by the federal government.

The appropriate level for power rates in the North is a matter of government policy. Complete forgiveness of existing debt would give each of the new territorial Crown corporations a chance of providing electrical power at rates comparable to those paid in most provinces. Writing off existing debt will adversely affect the federal government's deficit in the year in which it is done, just as it did when territorial government debts were forgiven, but it will not add to the cash requirements of the federal government in any way.

Future financing, however, should face much stiffer tests. The calculations included in the last part of this report show that the Yukon consumers, if current debt is forgiven, can probably finance the cost of future capital facilities while still paying reasonable prices for electrical power. NWT consumers in remote locations of the Arctic have no hope of rates comparable to the rest of Canada, even with capital grants given for all planned capital additions. The southern Mackenzie region, however, is quite comparable to the Yukon and should be able to finance the cost of new hydro facilities. Each case, therefore, should be judged on its own merits, and capital grants should be made only in those remote locations where rates would otherwise be excessive in comparison with the rest of Canada. Operating grants might also be required in these locations to bring power rates to reasonable levels. Where there is some uncertainty about the ability to recover costs for some period of time, such facilities should be financed through loans where interest is deferred or forgiven until the facility becomes economically viable.

The subcommittee estimates that the 1982-83 cost of providing capital grants in the NWT, if this policy were in effect, would be $11.5 million in operating grants and $4.3 million in capital grants, assuming 10¢ per kWh as a reasonable maximum price. In the Yukon, such a policy would cost about $0.6 million in capital grants and a similar amount in operating grants. The cost, of course, would increase if a lower maximum price were adopted as a matter of government policy.

In examining financing arrangements, the subcommittee found that:

—inequities, and possibly adverse effects, will result from continuing to require any northern utility to recover all costs of electrical power from charges to all northern consumers;

—without governmental assistance, the private utilities can make only a limited contribution towards lowering electrical power prices;

—any financial assistance from the federal government, whether made directly or through the territorial governments, will be treated as a budgetary expenditure of the Government of Canada, as long as consumers are unable to pay the full costs of generating, transmitting and distributing electrical power; and

—there is need to distinguish between remote locations serviced by diesel generators and those locations that can be serviced from existing or future hydro facilities.

These findings cause the subcommittee to make the following recommendations:

7) The existing debt of the NCPC to the Government of Canada should be written off in the accounts of Canada.

8) The Government of Canada, in consultation with the territorial governments, should annually establish maximum prices for purposes of subsidization of electrical power in the North.

9) Private capital should be considered as a source of financing when the costs of a power facility can be fully recovered within the maximum prices.

10) Flexible financing arrangements, calling for debt charges to be deferred for a period of time whenever costs exceed the maximum prices, should be established for loans to finance hydro facilities that are ultimately, but not immediately, expected to generate electrical power at costs less than the maximum prices.

11) The capital costs of all other electrical power facilities should be financed through capital grants.

12) If the foregoing measures are not adequate, operating grants should be provided to reduce rates in those areas where costs exceed the maximum prices.

Part VII

FINANCIAL IMPACT OF RECOMMENDATIONS

A. Forecasts of Electrical Power Rates Without Additional Financial Assistance from the Federal Government

The foregoing parts of this report recommend a number of organizational and financing changes. Appendix D of this report analyzes the costs of a Yukon Electrical Company Limited proposal to take over the assets and operations of the NCPC, and a counter-proposal of the NCPC to take over the assets and operations of Yukon Electrical. Appendix E contains a number of projections, made for the subcommittee, of the effect on electrical power rates if no changes are made at this time or if certain organizational changes are made. Estimated power rates under these various options are now examined, first for the Yukon and then for NWT.

1. Yukon Territory

The following projections of the selling prices of electrical power in the Yukon have been made in the above-mentioned submissions to the subcommittee or in the subcommittee's own projections.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
Yukon Electrical Forecast	8.27	8.98	9.10	9.71	11.00
NCPC Forecasts					
Yukon Electrical Assumptions	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
NCPC Assumptions	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30

(Cont'd)	1983	1984	1985	1986	1987
			(Average selling price ¢ per kWh)		
Subcommittee Forecasts					
Present arrangements	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Present arrangements except for relocating NCPC in North	10.85	10.95	11.32	12.22	12.86
Selling NCPC assets to private utilities at book valuc	9.93	9.89	10.35	11.26	12.04
Creating territorial Crown corporations with public operation and management	10.59	10.57	10.94	11.59	12.30
Creating territorial Crown corporations with operation and management by private utilities	10.16	10.10	10.42	11.14	11.83

These projections show that organizational changes alone will not significantly reduce power rates in the Yukon Territory. Yukon Electrical's proposal produces lower electrical power rates only because of a $30 million write-off of debt. All other forecasts show similar results: namely, electrical power rates in the Yukon in excess of almost all rates in the rest of Canada.

2. Northwest Territories

Since no projections on the NWT were made by the NCPC or the private utilities, only the forecasts made for the subcommittee are available. These show the following electrical power rates for the next five years:

	1983	1984	1985	1986	1987
			(Average selling price ¢ per kWh)		
NWT					
Present arrangements	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Present arrangements except for relocating NCPC in North	18.03	19.71	21.95	22.30	24.02
Selling NCPC assets to private utilities at book value	16.21	17.48	19.85	20.67	22.62
Creating territorial Crown corporations with public operation and management	17.77	19.41	21.69	21.81	23.66
Creating territorial Crown corporations with operation and management by private utilities	16.57	17.88	20.36	20.90	22.45

These projections show that, regardless of organizational changes, rates in the NWT will be significantly higher than in the Yukon and the rest of Canada.

B. Effect of Debt Forgiveness and Financing by Capital Grants on Rates

Full federal forgiveness of the NCPC's existing debt and financing of future capital requirements through capital grants would result in the following impact on the Yukon:

	1983	1984	1985	1986	1987
Impact on Yukon			(Average selling price ¢ per kWh)		
Saving	(2.00)	(2.27)	(5.40)	(5.43)	(5.21)
Effect on highest cost option (present arrangements except for relocating NCPC in the North)	8.85	8.68	5.92	6.79	7.65
Effect on lowest cost option (creating territorial Crown corporation with operation and management by private utilities)	8.16	7.83	5.02	5.71	6.62

The increased benefit to the Yukon in the later years reflects the savings it would realize by receiving capital grants to cover the costs of the 4th Wheel at Whitehorse. On a debt-free basis this would reduce the cost of hydro-generated power significantly below that for diesel-generated power. If only existing debt were forgiven and the 4th Wheel were financed through federal government loans, the comparable rates would be:

1983	1984	1985	1986	1987
		(Average selling price ¢ per kWh)		
8.10	7.96	8.34	9.13	9.81

These are still among the higher rates in Canada.

Full federal forgiveness of the NCPC's existing debt and financing of future capital requirements through capital grants would result in the following impact on the Northwest Territories:

	1983	1984	1985	1986	1987
Impact on NWT			(Average selling price ¢ per kWh)		
Saving	(3.89)	(4.45)	(4.90)	(3.73)	(3.65)
Effect on highest cost option (present arrangements except for relocating NCPC in the North)	14.14	15.26	17.05	18.57	21.37
Effect on lowest cost option (creating territorial Crown corporation with operation and management by private utilities)	12.68	13.43	15.46	17.17	18.80

These comparisons show that, even under the lowest cost option, electrical power rates in the NWT would be far higher than those elsewhere in Canada.

C. Rate Setting after Implementation of the Subcommittee's Recommendations

The foregoing calculations demonstrate that the average rates for electrical power in the Yukon and NWT exceed those in most Canadian provinces. The territorial governments, as well as many northern consumers, believe that equity is achieved if average rates in their territories are comparable to average rates in individual provinces elsewhere in Canada. Since 1975, the provisions of the NCPC Act support treating the whole of each territory as a single rate zone.

Before 1975, the NCPC Act required a different approach; namely, to treat each location or system as a separate rate zone. The cost of electrical power in areas served primarily by hydro-generated power closely approximates rates in the rest of Canada. The higher cost of diesel-generated power causes the excessive rates in more remote locations. If still in existence, this approach would have resulted in most locations having rates significantly different from the average.

Should the federal government provide assistance on a scale that reduces rates on average in each territory to a desirable level, or should it subsidize only those areas where the rates are truly excessive? The subcommittee has opted for assistance in both respects.

The subcommittee has suggested debt-free transfer of the existing assets of the NCPC to the new territorial Crown corporations. For many areas this would still leave rates extremely high; in other areas, the resulting rates might be lower than in many places elsewhere in Canada.

Where rates are excessive, even after writing off all existing debt, the subcommittee has proposed that future capital requirements be financed by capital grants from the federal government and that operating grants be given if this is not sufficient. This selective assistance benefits only the higher cost areas.

Where rates are reasonable in comparison to those in the rest of Canada, forgiveness of existing debt could result in costs lower than rates elsewhere in Canada. This would give the territorial public utility boards the option of approving rates for consumers in these locations that:

—gives them the full benefit of the debt forgiveness; or

—requires them to pay rates sufficient to cover original costs even though no debt is repayable.

In the latter case, the revenue generated in excess of actual expenditures could be used to further the rate philosophy considered appropriate for the territory. This might involve

equalizing rates throughout the territory—that is, giving additional help to the high-cost areas—or it could lead to using such revenues to develop major new power facilities designed to benefit the territory as a whole through the export of power or by attracting new industries.

The subcommittee favours, wherever possible, exposing new power facilities to a true test of economic feasibility. This is why it has suggested using private capital to finance new facilities, as well as only deferring debt charges, not forgiving them, when future economic viability is a strong possibility.

Forgiveness of all existing debt, together with future capital and operating grants for higher-cost locations, will give the new territorial Crown corporations an opportunity of providing a portion of the capital required for ventures where full cost recovery is highly probable.

As stated before, the subcommittee has no magic formula for deciding what rates are fair in the North. These rates must be settled through negotiation between the federal government and territorial governments. Existing debt having been written off, the subcommittee sees this process taking the following form:

—the federal and territorial governments through negotiation will establish maximum prices for electrical power rates in each of the territories taking into account rates elsewhere in Canada;

—the territorial Crown corporations will prepare budgets, like the present rate submissions, showing by location or system the operating and capital grants they will require to keep electrical power rates within these maximums and what they propose to do with excess revenue generated in other areas;

—the territorial governments will incorporate these grants in their own Estimates, reassessing the impact of the maximum rates on resources available for allocation elsewhere after taking into account the reference levels given by the federal government;

—the federal government will re-examine the maximum rates when reviewing the territorial Estimates in the light of its own budget priorities;

—federal capital and operating grants will be confirmed, or else the maximum prices will have to be revised;

—the public utility boards will review the maximum rates used for determining subsidies, decide whether higher-cost locations should be further subsidized out of excess revenues generated in lower-cost locations, whether rates should be reduced in the lower-cost locations, or whether the excess revenues should be used to establish reserves to help finance major new projects.

Thus, the maximum rates for electrical power will be settled within the overall resource allocation processes of both governments, removing the very unrealistic assumption under which the NCPC now operates—namely, that full cost recovery from users is feasible for electrical power in all northern locations. Where reasonable rates are feasible, forgiveness of existing debt will be Canada's contribution towards helping the territories establish the electrical power infrastructure needed for economic development.

As long as territorial resources are used principally in the development of the entire Canadian economy, the financing of the basic infrastructure for electrical power north of 60° cannot rest with users in the North alone, but must be borne to some extent by all Canadians through their federal government.

APPENDIX A

LIST OF WITNESSES

The following is a list of witnesses who appeared before the subcommittee during its travel to the North in May, June, August and September 1981:

YELLOWKNIFE, NWT, May 30, 1981:

From the Government of the Northwest Territories:

The Honourable George Braden,
Minister of the Department of Justice and Public Services;

The Honourable Richard Nerysoo,
Minister of Energy;

Mr. W.G. Stephen,
Consultant to the Public Utilities Board.

From the Northwest Territories Association of Municipalities:

Mr. Walter Kudelik,
President.

From Cominco/Pine Point Mines Ltd.:

Mr. James R. Greenhalgh,
Manager, Con Operations, Cominco Ltd.;

Mr. David P. Henry,
Superintendent, Shops and Services, Pine Point Mines Limited;

Mr. Eric N. Wright, Accountant.

From the Hay River Chamber of Commerce, the Town of Hay River and the Hay River and Area Economic Development Corporation:

Ms Frances Hasey,
Spokesperson;

Mr. Jim May,
Division Manager, Alberta Power Limited.

From ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.:

Mr. Gary Hoffman,
Vice-President, Rate Administration;

Mr. R.B. Callow,
Vice-President and General Manager;

Mr. John Carstairs,
Legal Secretary.

From the Northwest Territories Chamber of Mines:

Mr. Terry Daniels,
General Manager.

From the Northwest Territories Legislative Assembly:

Mrs. Lynda Sorensen,
M.L.A. for Yellowknife South.

From the City of Yellowknife:

Mr. Michael Ballantyne,
Mayor.

From the Consumers' Association of Canada, Yellowknife Branch:

Mrs. Lynda Sorensen,
Board Member.

From the Northwest Territories Federation of Labour:

Mr. Phil Molloy,
President;

Mr. Cliff Reid,
Vice-President.

INUVIK, NWT, June 1, 1981:

From the Town of Inuvik:

Mr. Doug Billingsley,
Councillor;

Mr. Tom Zubko,
Councillor.

From the Northwest Territories Legislative Assembly:

Mr. Tom Butters,
M.L.A. for Inuvik.

TUKTOYAKTUK, NWT, June 1, 1981:

From the Incorporated Hamlet of Tuktoyaktuk:

Mr. Vince Steen,
Mayor;

Mr. Emmanuel Felix Sr.,
Deputy Mayor;

Mr. John Steen,
Councillor;

Mr. William Nasogaluak,
Councillor;

Mrs. Linda Cockney;

Mr. Doug Pow;

Mrs. Sarah Anderson.

From the Northwest Territories Legislative Assembly:

Ms Nellie Cournoyea,
M.L.A. for Western Arctic.

FARO, Yukon, June 3, 1981:

From Cyprus Anvil Mining Corporation:

Mr. A.H. Von Kursell,
Vice-President;

Miss Laurie Patham,
Manager, Corporate Administration;

Mr. Syd Taylor,
Project Engineering Specialist.

From the Yukon Legislative Assembly:

Mr. Maurice Byblow, M.L.A. for Faro.

From the Town of Faro:

Mr. Rennie Mitchell,
Mayor.

WHITEHORSE, Yukon, June 4, 1981:

From the Yukon Conservation Society:

Mr. Max Fraser,
Acting President;

Mr. Tom Munson,
Member of the Board;

Mr. Tony Hodge,
Member of the Board;

Mr. Doug Craig,
Member of the Board;

Ms Nancy MacPherson,
Member of the Board;

Mr. Rob McCandless,
Member of the Board.

From the University of British Columbia:

Professor Irving K. Fox.

From the City of Dawson:

Mr. Peter Jenkins,
Mayor.

From the Yukon Territorial Progressive Conservative Party:

Mr. Bruce Willis,
President;

Mr. Charlie Friday,
Director.

From the Whitehorse Chamber of Commerce:

Mr. Jack Hogan,
President;

Mr. George Privett,
Manager.

From the Government of Yukon:

The Honourable Dan Lang,
Minister for Tourism
and Economic Development.

From the Yukon Electrical Company Limited:

Mr. Gary K. Bauer,
Manager.

From the Alberta Power Limited:

Mr. R.H. Choate,
Vice-President.

From the Council for Yukon Indians:

Mr. Joe Jack,
Vice-Chairman.

From the Yukon Historical and Museums Association:

Ms Pat McCormack,
President.

From the Yukon Chamber of Mines:

Mr. David H. Waugh,
Manager;

Mr. David Tenney,
Director.

From the Yukon Wood Services:

Mr. Irwin R. Armstrong.

FROBISHER BAY, NWT, September 1, 1981:

From the Kamotiq Inn:

Mr. Marcel Mahé,
Proprietor.

From the Frobisher Inn:

Mr. Deszo Miklos,
Proprietor.

RANKIN INLET, NWT, September 2, 1981:

From the Anaka Restaurant:

Mr. O. Ittinuar,
Proprietor.

From Yvo Airut Enterprises:

Mr. Yvo Airut,
Co-proprietor;

Mr. Celestino Maktah,
Co-proprietor.

YELLOWKNIFE, NWT, September 21, 1981:

From ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.:

Mr. R.B. Callow,
Vice-President and General Manager;

Mr. Garry M. Hoffman,
Vice-President, Rate Administration.

From the Alberta Power Limited:

Mr. C.O. Twa,
Vice-President;

Dr. J.R. Frey,
Manager of Planning.

From the Northern Canada Power Commission:

Mr. James Smith,
Chairman;

Mr. Joseph Long,
General Manager;

Mr. John D. Allan,
Assistant General Manager,
Operations and Engineering.

WHITEHORSE, Yukon, September 22, 1981:

From the Yukon Electrical Company Limited:

Mr. R.H. Choate,
Vice-President;

Mr. Gary Bauer,
General Manager.

From the Alberta Power Limited:

Mr. C.O. Twa,
Vice-President;

Dr. J.R. Frey,
Manager of Planning.

From the Northern Canada Power Commission:

Mr. James Smith,
Chairman;

Mr. Joseph Long,
General Manager;

Mr. John D. Allan,
Assistant General Manager,
Operations and Engineering.

The following submitted written briefs but did not appear at public hearing:

Mr. R.W. Spence,
Professional Engineer, Yellowknife, NWT;

Mr. W.A. Case,
Professional Engineer, Yellowknife, NWT;

Mr. John Zigarlick,
President, Echo Bay Mines Ltd., Edmonton, Alberta;

Mr. G.M. Furnival,
Executive Vice-President and General Manager,
Mining Division, Westmin Resources Limited, Vancouver, B.C.

Note: The subcommittee held meetings in Ottawa with officials from the Department of Indian and Northern Affairs on May 12, 1981, and with Dr. Omand Solandt, Chairman of the Northwest Territories Science Advisory Board on June 30, 1981. Members of the subcommittee also met with officials from the NCPC in Edmonton on May 13, 1981.

APPENDIX B

A HISTORY OF THE NCPC OPERATIONS

Electrical power development in the territories evolved as an offshoot of resource extraction and production. In the Yukon, large-scale placer mining was prominent in the early 1900s. Large private firms provided electrical power for these capital-intensive dredging and hydraulic mining operations. In the early 1920s, the silver-lead-zinc deposits on the Keno Hill properties near Mayo constituted the other significant mining development in the Yukon. Transportation difficulties, not provision of power, formed the underlying obstacle to full-scale development of the territory.

In the Northwest Territories, opportunities for industrial development of the Mackenzie District were first recognized with the discovery of lead and zinc at Pine Point in 1898, oil at Norman Wells in 1920, radium near Great Bear Lake in 1932 and gold in the Yellowknife region in 1934. The power-supply problem for the Great Bear Lake, when subsequently developed, was solved by means of diesel-electrical generation with fuel supplies barged in from the small refinery operating at Norman Wells.

The free-enterprise economy, with its governing criterion of commercial feasibility, predominated until World War II. Firms were largely left to provide for themselves all the services required for resource operations. After the World War II, government took a more active role in the economic and social development of the North. This meant that development in the North became more and more closely controlled by public policy. The federal government provided transportation and power facilities where these could not be justified on grounds of commercial feasibility alone.

The initial involvement of the federal government in electrical power production north of 60° occurred in 1946 when the Department of Mines and Resources undertook construction of a 7-megawatt hydro-electrical plant at Snare Rapids on the Snare River. The plant was designed primarily for the purpose of supplying the Giant Yellowknife Gold Mines at Yellowknife, NWT. With the completion of the project in 1948, Parliament passed legislation creating the Northwest Territories Power Commission, a Crown corporation to administer the plant and to provide electrical power to points in the NWT. The following year, the commission expanded its service by connecting the Yellowknife townsite and the adjacent Consolidated Mining and Smelting Company Ltd. operations to the power plant.

APPENDIX B

At the time of the passage of the Northern Canada Power Commission Act, provision of power was seen to be one of the great needs for the successful operation of mines, whether in the development or production stage. Thus, when the commission became involved in the investigation of a hydro-electrical development in the Yukon to service the community of Mayo and the United Keno Hill Mines at Elsa, the act was amended in 1950 to allow for similar services to be extended to the Yukon Territory. A 5.4-megawatt plant at Mayo was completed in 1952 and was extended in 1957 to 5.8 megawatts, at which time the NCPC assumed responsibility for retail distribution from the Mayo Light and Power Company, the retail supplier until then.

By the end of 1958, the 11.4-megawatt Whitehorse Rapids hydro plant was commissioned to supply electrical power to Whitehorse.

From 1956 to 1959, the commission designed and constructed utility systems to service the newly created settlement of Inuvik with electricity, central heating, water and sewer services, all of which continue to this day.

Hydro capacity in the Yellowknife area was expanded in 1960 with the construction of the Snare Falls development, a second hydro development of 7 megawatts on the Snare River, 16 kilometres downstream from Snare Rapids.

In 1964, the commission completed a new plant at Frobisher Bay to replace Department of Transport facilities, which the NCPC had been leasing for several years. The new plant has provided both electricity and central heat production to the community since that time. Five years later, an expansion was completed to service the new townsite complex built on Astral Hill.

To provide service to the Pine Point Mine on the south shore of Great Slave Lake, an 18-megawatt facility was built on the Taltson River in 1965 at a cost of $9.3 million. Fort Smith, Fort Resolution and Pine Point were also served by this hydro development. Prior to this development, except for the Yellowknife area, electricity needs in the NWT had been met from diesel sources.

The closure of the Yukon Consolidated Gold Corporation dredging operation brought the commission to Dawson City, Yukon, in 1966. The commission not only supplied electricity, but also assumed responsibility for water and sewer services in the town until the late 1970s.

The Whitehorse No. 3 unit was completed in 1969 to serve the new Anvil mine at Vangorda Creek, Yukon. This brought the Whitehorse hydro capacity to 23.2 megawatts.

Between the mid-1960s and the mid-1970s, the commission gradually assumed responsibility for various isolated diesel plants from the Department of Transport and the Government of the Northwest Territories. The early 1970s, in fact, marked a notable acceleration of the NCPC activities. Regional offices were opened in Whitehorse in November 1970 and in Yellowknife in June 1971 to improve internal communication, customer service and technical expertise. The head office was moved from Ottawa to Edmonton in 1973. Between 1970 and 1976, the most expansionist period of the NCPC's history, the number of operations grew from 21 to 56. The expansion of the Mackenzie Highway and the movement of government administrative offices from Churchill, Manitoba, to Rankin Inlet, NWT, helped add to the NCPC responsibilities in the NWT at this time.

Between 1971 and 1975, the commission was involved in its largest hydro project, the Aishihik River hydro development. The project, located 130 kilometres northwest of Whitehorse, was commissioned in the summer of 1975. The initial cost estimate was $17 million for the 33-megawatt plant, but project expenses actually totalled $45.9 million. The project enabled the commission to reduce diesel generation on the Whitehorse grid.

Growth in demand for electricity at Yellowknife necessitated a third hydro development on the Snare River. This development suffered a number of setbacks between its inception in 1971 and the summer of 1976 when the 9.6-megawatt plant was finally commissioned. As a consequence, the final cost of the project was $29.5 million, more than double the original cost estimate of $14 million.

By 1976, the number of operations of the commission had reached 56. Since that time, the number of installations has remained constant although thermal capacity has continued to increase at a rate equivalent to an annual augmentation in former years. The decision in July 1977 not to proceed with the Mackenzie Valley Pipeline contributed to reduced growth in the NWT, partially offset by the anticipated acceleration of power requirements of the proposed Alaska Highway Pipeline in the Yukon.

The commission's head office was reorganized in 1979. Engineering and operations functions were combined into a single department to improve project co-ordination. A Department of Corporate and Public Affairs was established to co-ordinate and administer the commission's marketing and customer-service programs.

In 1980, Treasury Board gave approval to proceed with the installation of a fourth hydro-electrical generating facility, Whitehorse No. 4 unit. This unit, estimated to cost $24 million in current dollars, was scheduled for commissioning in November 1983. Revised cost estimates in 1981, bringing total cost to $41 million, were rejected by Treasury Board, who asked for a detailed accounting of the new figures. By 1982, costs had risen to $61 million, including capitalized interest. In March 1982, the federal government approved a loan of $58 million for construction of the 20-megawatt facility at Whitehorse.

APPENDIX B

Other potential sites in the Yukon are being investigated on the Pelly, Ross and Francis Rivers. In the NWT, because of reduced demand, a large-scale investigation program has not been implemented. Instead, the NCPC is studying the economics of displacing diesel-generated power by diverting water to the Snare system to increase hydro generation.

APPENDIX C

THE NCPC FACILITIES

The operations service area of the NCPC north of 60° encompasses 3.9 million square kilometres from Dawson in the north central Yukon as far eastward as Baffin Island. To the north, there are approximately 15 communities serviced on the Arctic archepelago, the most northern of which is Grise Fiord, located 1,524 kilometres from the North Pole.

In the Yukon, there are three approaches to generation and distribution of power. In four communities—Dawson City, Faro, Johnsons Crossing and Mayo (and at Field, B.C.)—the NCPC generates and distributes the power. In some other communities, the NCPC generates the power and Yukon Electrical distributes it. This group includes Carcross, Carmacks, Haines Junction, Keno City, Ross River and Whitehorse. In the other communities, Yukon Electrical Company Limited is both generator and distributor: Beaver Creek, Burwash Landing, Destruction Bay, Old Crow, Pelly Crossing, Stewart Crossing, Swift River, Tagish, Teslin, Upper Laird, Watson Lake (and Lower Post in northern B.C.).

The NCPC has four systems operating in the Yukon. The Whitehorse system, which includes the Whitehorse Rapids hydro facilities and the Aishihik hydro development, generates electricity for distribution by Yukon Electrical to Carcross, Carmacks, Haines Junction, Ross River and Whitehorse. Faro and the Cyprus Anvil Mining Corporation are also serviced by the Whitehorse grid. Total capacity of the Whitehorse system is 81.3 megawatts.

The NCPC's Mayo hydro system provides retail service to Mayo; however, while NCPC generates the power for Elsa and Keno City, United Keno Hill Mines Limited is the distributor at Elsa, and Yukon Electrical Company Limited distributes power to Keno City. The Mayo system, including two standby diesel units, has a total of 6.2 megawatts.

The other two systems in the Yukon serviced directly by the NCPC are Johnsons Creek and Dawson, with 2 megawatts and 9 kilowatts of diesel power respectively. A NCPC diesel plant of 70 kilowatts services Field, B.C.

In the Northwest Territories, the commission generates and distributes electricity to all communities, with certain exceptions. The NCPC provides retail electrical utility service to 49 communities; Alberta Power Limited services Dory Point, Enterprise, Fort Providence

and Hay River. In Yellowknife, NCPC supplies wholesale electrical supply to ICG Utilities (Plains-Western) Ltd., which distributes it.

There are 46 separate power systems in the NWT operated by NCPC. The Snare-Yellowknife system has a total capacity of 35.7 megawatts, including standby diesel capacity at Rae-Edzo. The system supplies wholesale electricity to Yellowknife, Giant Yellowknife Mines Limited, the Whitehorse Copper Mine, part of the CON Mine's needs, and also directly to the community of Rae-Edzo.

The Fort Smith-Pine Point system services Pine Point, Pine Point Mines, Fort Resolution and Fort Smith. Hydro capacity on the system is 20.8 megawatts while diesel capacity is 17 megawatts, making a total of 37.8 megawatts.

The remaining communities in the NWT are serviced by their own diesel plants; the smallest, at 61 kilowatts, is located at Jean Marie River and the largest, at 15.6 megawatts, is at Inuvik. The commission also supplies retail central heat, water and sewage service to Inuvik, as well as wholesale central heat utility service to the Government of the NWT for distribution at Frobisher Bay.

APPENDIX D

ANALYSIS OF YUKON ELECTRICAL'S JOINT VENTURE PROPOSAL AND THE NCPC'S COUNTER PROPOSAL

The private utilities operating in the North, in appearing before the subcommittee, argued against the federal government's policy of denying them participation in power generation and transmission in the North. At the request of the subcommittee, the Yukon Electrical Company Limited on November 2, 1981, provided details on its own proposal to establish a jointly owned energy corporation that would take over its assets and operations in the Yukon, as well as those of the NCPC. It proposed that the equity in the new company would be initially held 50% by Yukon Electrical and 50% by the federal government, although the latter's interest could be transferred to the Government of Yukon. The proposal also suggested that the corporation might raise additional capital in the future through sale of equity to other interested parties, but this was not part of the proposal put forward. The terms and conditions proposed by Yukon Electrical were as follows:

—plants in service, construction work in progress and inventories of Yukon Electrical Company Limited, Yukon Hydro Company Limited and Northern Canada Power Commission would be transfered to the new company at original cost less accumulated depreciation—that is, the amounts now allowed to enter into rate base calculations;

—the Aishihik hydro facility would be written down by $30 million;

—the consideration for the assets acquired would be assumption of the NCPC's debt (less the $30 million writedown) in the case of the NCPC, and issue of equity shares in the case of Yukon Electrical;

—the federal government would contribute an amount of cash equivalent to Yukon Electrical's equity in return for its 50% equity (This would be necessary because the federal government has no debt-free equity in the NCPC);

—the company would earn a return of 20% on common stock and would pay out dividends equal to 50% of the profits of the new company.

Yukon Electrical's proposal also made certain operating, financing, accounting and inflation assumptions concerning such factors as power load, operating costs and costs and timing of completion of the 4th Wheel on the Whitehorse system. Yukon Electrical based its estimates on its own 1982 budget and on figures filed by the NCPC for the 1981-82 fiscal year, and assumed inflation of approximately 12% for each of the five years covered by its forecast.

The proposal stated that all employees of the NCPC now based in the Yukon would be employed by the new company, but that all activities perfomed by the NCPC in Edmonton would be assumed by the parent companies of Yukon Electrical. It stated the percentage of these costs now borne by Yukon Electrical and marginally increased the percentages to reflect the added burden of the enlarged operations of the new company.

The NCPC, in a letter dated January 13, 1982, responded to the Yukon Electrical proposal and proposed an alternative arrangement involving its takeover of the assets and operations of the private utility.

The NCPC's main concerns about the Yukon Electrical proposal were reflected in its opposition to the following:

—the $30 million writedown of the Aishihik hydro facility (The NCPC contends that this facility is economically viable, taking into account pending prices for diesel fuel);

—the 50-50 equity arrangement in view of Yukon Electrical's considerably smaller contribution of assets;

—the lack of any buy-back provisions to protect the positions of the federal and territorial governments if the joint public-private utility should be only a temporary arrangement; and

—the return of 20% on common stock, which it believed to be excessive.

The NCPC also pointed out the failure to discuss in a realistic manner how the new corporation might finance major new capital needs.

The NCPC also differed with many of the operating, financing and accounting assumptions made by Yukon Electrical, such as the following:

—the cost and target date for completion of the Whitehorse 4th Wheel;

—the re-scheduling of the NCPC debt payable to the federal government;

—the projected hydro-electrical generating capacity; and

—the inflation rates used.

In its counter-proposal, the NCPC made two projections of the revenues and expenses of a single utility in the Yukon, both based on 100% public ownership as opposed to the public-private partnership proposed by Yukon Electrical. One projection used Yukon

Electrical's market forecast and estimate of available hydro capacity, and the other used its own estimate and forecast. The latter eliminates the writedown of the Ashihik facility and uses more conservative estimates of inflation.

The forecast contained in the Yukon Electrical proposal and the projections of the NCPC may be compared as follows:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
Yukon Electrical Forecast	8.27	8.98	9.10	9.71	11.00
NCPC Forecasts					
Yukon Electrical Assumptions	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
NCPC Assumptions	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30

The Yukon Electrical proposal results in higher selling prices than the NCPC's projection, using the same assumptions as to volume and hydro capacity, because:

—the Yukon Electrical proposal calls for a 20% return on all equity contributed, both that contributed by the private utility and that contributed by the federal government, and no return is required for the proposed public utility; and

—the NCPC does not incur any liability for federal and territorial income taxes.

It is unwise to give too much weight to these apparent savings, because the added costs to the utility are added revenue to the governments that they can use to subsidize in some form either the consumers or the utilities. The only real cost difference in the two proposals is the higher rate of return assumed by Yukon Electrical on its present assets and on additions during the forecast period. Yukon Electrical has since stated that it would be willing to earn a lower rate of return—for example, the rate it is now allowed of 15.5%.

A very unrealistic assumption is contained in the same NCPC forecast. It assumes that Alberta Power would provide administrative services on a cost basis for a transitional period of five years. Elsewhere in its submission, the NCPC has challenged the desirability of such an arrangement on the grounds that:

—the NWT rate zone would have to bear the full costs of the NCPC's Edmonton head office; and

—extraterritorial provision of service is contrary to the policy and interests of the territorial governments.

In the subcommittee's opinion, the NCPC should have assumed that its own administrative costs would continue, enhanced by the added costs of relocating in the North. Whereas the territorial governments might agree to a private utility providing these services from Edmonton, because of the savings to territorial consumers, the NCPC could not justify continuing to provide fully dedicated services from a southern location.

APPENDIX E

ANALYSIS OF ELECTRICAL POWER RATES UNDER VARIOUS ORGANIZATIONAL OPTIONS

Part III of this report recommended a number of organizational and financing options. This appendix examines the cost of the following options:

—maintaining present arrangements;

—maintaining present arrangements except for relocating the NCPC in the North;

—selling all of the NCPC's assets to private utilities at their book value;

—establishing territorial Crown corporations managed by the NCPC's staff or their successors; and

—establishing territorial Crown corporations managed by private utilities.

Because the Yukon Electrical proposal and the NCPC counter-proposal, as analyzed in Appendix D, are difficult to compare, the firm of Coopers & Lybrand made projections on behalf of the subcommittee in a way that better isolates the decisions that are within the federal government's control. It also used up-to-date information on the costs of the Whitehorse 4th Wheel. These projections also cover the NWT, neither Yukon Electrical nor the NCPC having made similar projections for the NWT.

In general, Coopers & Lybrand uses assumptions in regard to generating capacity, sales volumes and cost that are quite close to those of the NCPC. Although these assumptions have significant effect on the prices per kWh to consumers, they have the same effect regardless of the organizational or financing options selected.

The following calculations project the prices of power in each of the Yukon and Northwest Territories under a variety of organizational options. It is assumed that the NCPC will be split into basically two organizations, even if some corporate functions might be maintained on a combined basis. The figures for the two territories could be aggregated with relatively few changes to arrive at the costs under a single organizational entity for both

territories, because the savings and added costs of a combined operation would be very marginal. However, this was not done in the interest of simplifying the presentation of the various options.

1. Rates if NCPC and Private Utilities are to Continue under Present Arrangements

Although the subcommittee believes that the federal government cannot fail to take some action to reduce the present and future cost of electrical power in the North, the consequences of making no major organizational or financial changes must be considered. This provides a base case against which the benefits and costs of various options can be compared. The more significant assumptions made in arriving at the base case are as follows:

—electrical power generating capacity assumes completion of the Whitehorse 4th Wheel project of the NCPC and the McIntyre Creek proposal of Yukon Electrical, continuation of low water conditions in the Whitehorse-Aishihik-Faro system and limited improvement in the Snare-Yellowknife system;

—electrical power requirements are assumed to increase in NWT to provide for expansion of the Norman Wells refinery and for exploration needs elsewhere;

—no significant mine openings or closings are forecast except for the possible closing of Whitehorse Copper Mine in the Yukon and Giant Yellowknife Mines Limited closing in the NWT in September 1983;

—fuel prices are based on National Energy Program prices adjusted for cost of delivery to the territorial capitals;

—the rate of return to the private utilities is based on their existing rates of return, not the return proposed in the Yukon Electrical submission;

—the NCPC contingency of $10 million is divided, $4 million to the Yukon and $6 million to NWT.

These calculations are based on the 1982-83 NCPC rate submissions and the latest strategic plans of the private utilities. Yukon Electrical's estimate of inflation rates was used.

Impact on the Yukon Territory

The subcommittee's projection based on these assumptions may be compared with the Yukon Electrical and the NCPC projections as follows:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
Yukon Electrical Forecast	8.27	8.98	9.10	9.71	11.00
NCPC Forecast					
Yukon Electrical Assumptions	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
NCPC Assumptions	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30
The Subcommittee's Forecast	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71

The major reason for the subcommittee's forecast exceeding the NCPC forecast, based on its own assumptions, is the significantly greater cost of the Whitehorse 4th Wheel. The NCPC assumed completion in December 1983 at a cost of $46.6 million. The latest cost estimate is $61 million, including capitalized interest.

Impact on the Northwest Territories

Because neither the public nor private utilities have made any forecasts of power costs in the NWT, comparisons can only be made with rates contained in the NCPC's rate submission for 1982-83. The average rate for the whole of the territory is 15.28¢ per kWh for the 1982-83 fiscal year, including the current fuel price adjustments:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
The Subcommittee's Forecast	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66

The rising cost of diesel fuel under the National Energy Program has major impact on these prices because no major hydro projects are planned to reduce diesel fuel consumption. Although there will be some reduction in demand if Giant Yellowknife Mines closes, this is more than offset by the rising demand elsewhere.

2. Rates under Present Arrangements Except for Relocating NCPC Head Office in North

The NCPC proposed that it relocate its operational and engineering staff in Whitehorse and Yellowknife and that the balance of the staff located in Edmonton be relocated over the following few years, except for a small corporate staff that might remain in Edmonton. The

minister deferred approving this proposal, pending release of the subcommittee's report and conclusion of certain government studies. This option shows the financial impact of that move, assuming no other organizational or financing changes are made.

In the financial projections for this option, the subcommittee has used the figures contained in the NCPC's submission to the minister, except for the following:

—deleting the 10% amount included as a contingency;

—using figures prepared by the NCPC, but not used in the submission, to show the cost in the second and third years of the phased move; and

—inflating the figures on the same basis as in the other projections.

The forecast costs under this option also assume continuation of all existing functions, without contracting out or using private utility services as a means of reducing costs. The figures also do not reflect any savings in accommodation costs or capital gains that might arise as a result of closing the Edmonton office; nor do they provide for any contribution towards such costs by the federal government, as requested by the NCPC in its submission.

Relocation costs will change depending on whether the move is accelerated or spread out. The latter results in significant additional costs in terms of duplication of staff and facilities and the payment of retention bonuses while the move is taking place. The ultimate costs may be quite different from those forecast, depending on how the move is made and how the new utility is structured. Since such variables cannot be known at this time, the NCPC's forecasts of what the costs are likely to be have been used with the modifications described above.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
Impact on Yukon Territory					
Present Arrangements	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Present Arrangements Except for Relocation	10.85	10.95	11.32	12.22	12.86
Increase	.17	.26	.23	.14	.15
Impact on NWT					
Present Arrangements	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Present Arrangements Except for Relocation	18.03	19.71	21.95	22.30	24.02
Increase	.40	.70	.57	.27	.37

Arguments will no doubt be put forward claiming that operating from two locations will add to costs. The NCPC's calculation, however, shows that, except for the duplication necessary during the period of the move, the added costs will be minimal.

3. Rates if NCPC Assets Sold to Private Utilities at Book Value

Transfer of the NCPC assets and operations to the private utilities is not attractive because:

—the federal government is unlikely to lend money or make capital grants to a private utility;

—private utility financing costs are higher than those at which the federal government makes loans to Crown corporations and territorial governments;

—the private utility is subject to property and income taxes that a public utility may be spared; and

—the private utility wants to earn a return for its shareholders that is at least as good as alternative opportunities for them to place their capital.

It is necessary to compute the effect over the next five years of the federal government transferring the NCPC's assets to the private utilities at book value. This calculation assumes that the private utilities would not be expected to re-finance existing debt, although they would be denied future access to federal government financing. It assumes that private-sector financing would be 1.75% higher in the Yukon and 1.25% higher in the Northwest Territories than public-sector financing. This percentage is based on the cumulative effect of past financing. Although these rates may be affected by the timing of past investments, they best illustrate the effect of both interest differentials and management's ability to take advantage of opportunities offered by fluctuating interest rates.

Under this option, as compared to present arrangements, rates would benefit from the elimination of the NCPC's administrative costs but would suffer from the higher financing costs of the private sector. The latter has limited effect in the following projections because the additional cost of private-sector financing of the Whitehorse 4th wheel is offset by the contingency provision now required by the NCPC and included in the calculations of prices under present arrangements.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
Impact on Yukon					
Present arrangements	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
After eliminating NCPC administration and contingency and adjusting for higher financing costs	9.93	9.89	10.35	11.26	12.04
(Saving)	(.75)	(.80)	(.74)	(.82)	(.67)
Impact on NWT					
Present arrangements	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
After eliminating NCPC administration and contingency and adjusting for higher financing costs	16.21	17.48	19.85	20.67	22.62
(Saving)	(1.42)	(1.53)	(1.53)	(1.36)	(1.04)

This option would apply not only under completely private ownership of the territorial utility, but also if a portion of the ownership were to be acquired by the territorial governments as an income earning investment. The subsequent territorial Crown corporation options assume that the utility would break even. The above option assumes that a government owner would expect the same return as a private-sector owner.

The apparent saving is illusory because as time passes the cumulative effect of private-sector, rather than public-sector, financing would undoubtedly lead to higher prices for electrical power, unless economies could be realized through other means.

4. Rates if Territorial Crown Corporations are Created with Management by NCPC Staff or their Successors

This option assumes that the federal government will devolve upon the territorial governments full responsibility for generating, transmitting and distributing electrical power within their territorial boundaries, although continuing to finance them through loans, capital or operating grants, as the case may be. This would be consistent with the approach adopted by the federal government for most other services provided by governments for the primary benefit of those living in the territories. This option assumes that the territorial governments would create territorial Crown corporations to operate the utilities and they would be managed in much the same fashion as under the NCPC. Staff now located in the

North, whether working for the NCPC or the private utilities, would not change; other staff would be obtained from those now working for the NCPC in Edmonton or by recruiting them in the same way as if the NCPC were to relocate.

Thus, under this option the same relocation expenses would be incurred, but there would be a saving by eliminating the administrative costs of the private utilities, which now partly duplicate those of the NCPC, as well as the income taxes and rate of return that the private utilities now recover through their rates.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
Impact on Yukon					
Present arrangements	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
After relocation and acquisition of private utilities	10.59	10.57	10.94	11.59	12.30
(Saving)	(.09)	(.12)	(.15)	(.49)	(.41)
Impact on NWT					
Present arrangements	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
After relocation and acquisition of private utilities	17.77	19.41	21.69	21.81	23.66
(Saving)	(.14)	(.40)	(.31)	(.22)	(.—)

Again, arguments will be put forward claiming that costs will go up if there are separate territorial Crown corporations instead of two offices of a single federal Crown corporation. No doubt there will be some added costs, but there will also be opportunities for economies by using existing territorial government or private services in the territorial capitals. On balance these costs will not significantly affect the decision in either way.

5. Rates if Territorial Crown Corporations are Managed by Private Utilities

This option is similar to the previous option, calling for the federal government to devolve to the territorial governments full responsibility for generating, transmitting and distributing electrical power within the territories. However, it differs because it assumes that the territorial Crown corporations would use the private utilities to operate the generating and transmission systems, as well as continuing to use them for distribution.

Under this option the present administrative costs of the NCPC would be saved as well as the costs of relocation to the North. A management fee is calculated, which assumes that the private utilities would continue to receive compensation equal to their current rate of return on their present and predicted rate bases. It also assumes that they would recover their administrative costs.

The effect on selling prices of privately operated territorial Crown corporations is now shown.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Average selling price ¢ per kWh)				
Impact on Yukon					
Present arrangements	10.68	10.69	11.09	12.08	12.79
After elimination of NCPC administrative costs and savings in property taxes	10.16	10.10	10.42	11.14	11.85
(Saving)	(.52)	(.59)	(.67)	(.94)	(.94)
Impact on NWT					
Present arrangements	17.63	19.01	21.84	22.03	23.66
After elimination of NCPC administrative costs and savings in property taxes	16.57	17.88	20.82	20.90	22.45
(Saving)	(.06)	(1.13)	(1.02)	(1.13)	(1.21)

Private-sector operation of the territorial Crown corporations provides one significant advantage: the private utilities can tap into the management and technical skills of their parent companies. The fear that splitting the NCPC into two territorial Crown corporations will reduce their capabilities is thus eliminated if this option is selected.

APPENDIX F

THE NORTHERN CANADA POWER COMMISSION ACT

Chapter N-21

An Act respecting the supplying of electrical power and other public utilities in northern Canada. 1956, c. 42, s. 1.

Amended by 1970 (1st Supp.), c. 16; 1975, Bill C-13; 1977, c. 34.

Short Title

Short title

1. This Act may be cited as the *Northern Power Commission Act*. 1956, c. 42, s. 2.

Interpretation

Definitions

2. In this Act

"Commission"

"Commission" means the Northern Canada Power Commission;

"Member"

"member" means a member of the Commission;

"Minister"

"Minister" means the Minister of Indian Affairs and Northern Development;

"Municipality"

"municipality" includes a municipal district and a local improvement district established under an Ordinance of the Northwest Territories or the Yukon Territory;

"Plant"

"plant" means facilities for the generation, supply, control, transmission or distribution of a public utility and includes the site thereof, and all land, water, rights to use water, buildings, works machinery, installations, materials, transmission lines, distribution lines, pipelines, furnishings and equipment, construction plant, stores and supplies acquired, constructed or used or adapted for or in connection therewith;

"Project"

"project" means any scheme for the development of or addition to or the construction, purchase or rental of a plant and includes the investigation of any such scheme;

"Public utility"

"public utility" means

(a) electric energy produced by hydraulic, electrical, steam or internal combustion engine or by gas, oil or any other process,

(b) thermal energy in the form of steam, hot water or hot air produced by any process for heating buildings or for domestic use or for use in any commercial manufacturing enterprise or industrial process,

(c) water supplied for domestic use or for use in any commercial or manufacturing enterprise or industrial process,

(d) sewerage services, and

(e) telephone systems;

"Rates"

"rates" means the charges set or made for the supply of a public utility and includes all conditions of supply pertaining thereto. 1956, c. 42, s. 2; 1966-67, c. 25, s. 40.

Commission Established

Commission established

3. (1) There is hereby established for the purposes set forth in this Act a corporation to be called the Northern Canada Power Commission.

Constitution

(2) The Commission shall consist of a chairman and four additional members to be appointed by the Governor in Council.

Appointment

(2.1) Of the members of the Commission other than the chairman, one shall be appointed on the recommendation of the Commission in Council of the Northwest Territories and one shall be appointed on the recommendation of the Commissioner in Council of the Yukon Territory.

Chairman

(3) The Chairman is the chief executive officer of the Commission.

Tenure

(4) The members of the Commission hold office during pleasure.

Remuneration

(5) Each member of the Commission shall be paid such sums for his services as the Governor in Council may determine.

Vacancy

(6) A vacancy in the membership of the Commission does not impair the right of the remaining members to act.

Quorum

(7) A quorum shall not be properly constituted and shall not conduct business unless twenty-four hours clear notice of the meeting has been given to each member of the Commission at his ordinary place of residence.

Rules

(8) The Commission may make rules for the regulation of its proceedings and the performance of its duties and functions under this Act.

Directions

(9) The Commission shall comply with any directions from time to time given to it by the Governor in Council or the Minister respecting the exercise of its powers.

Expenses of members

(10) Each member of the Commission may be paid such reasonable travelling and living expenses as are incurred by him in the performance of his duties under this Act. R.S., c. 196, s. 3; 2956, c. 42, s. 3; 1975, Bill C-13, s. 1.

Agent of Her Majesty

4. (1) The Commission is for all its purposes an agent of Her Majesty and its powers may be exercised only as an agent of Her Majesty.

Contracts and property

(2) For the purposes of this Act the Commission may in its own name enter into contracts and acquire or hold real and personal property or any interest therein.

Legal proceedings

(3) Actions, suits or other legal proceedings in respect of any right or obligation acquired or incurred by the Commission on behalf of Her Majesty, whether in its name or in the name of Her Majesty, may be brought or taken by or against the Commission in the name of the Commission in any court that would have jurisdiction if the Commission were not an agent of Her Majesty. R.S., c. 196, s. 4.

Employment of staff

5. The Commission may employ such officers and employees as it considers necessary to conduct the business of the Commission at such rates of remuneration and on such terms and conditions of employment as the Commission may determine. R.S., c. 196, s. 5; 1956, c. 42, s. 4; 1975, Bill C-13, s. 2.

Powers

Powers

6. (1) The Commission may construct, purchase, rent or otherwise acquire, operate and maintain plants within the Northwest Territories or the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council but subject to the laws of the province in which the powers under this section are exercised, elsewhere in Canada, and for those purposes may

(a) undertake surveys and engineering investigations for the development of projects;

(b) construct, make, purchase, rent or establish every kind of structure, excavation, or installation suitable for or necessary to the development, operation or maintenance of plants or projects;

(c) purchase or rent equipment and facilities for the development, operation or maintenance of plants or projects;

(d) construct and maintain dams for storage and power purposes, and flood and overflow land for the storage of water;

(e) raise or lower the levels of rivers, lakes streams and other bodies of water, and make stream or river diversions;

(f) enter upon and erect plants on, under or over any roads, railways, rivers, streams, waterways or lands;

(g) develop, improve and operate any property of the Commission;

(h) purchase public utilities from any person;

(i) sell, exchange or otherwise dispose of any personal property of the Commission and, with the approval of the Governor in Council, any real property of the Commission; and

(j) do such other things as it deems expedient for or conducive to the attainement of the purposes set forth in this section. R.S., c. 196, s. 6; 1956, c. 42, s. 5; 1975, Bill C-13, s. 3.

Expropriation

Expropriation

7. (1) Where in the opinion of the Commission the taking of any land or interest therein by the Commission without the consent of the owner is required for the purposes of this Act, the Commission shall so advise the appropriate Minister in relation to Part I of the Expropriation Act.

Reference to the Commission

(2) For the purposes of the Expropriation Act, any land or interest therein that, in the opinion of the Minister mentioned in subsection (1), is required for the purposes of this Act shall be deemed to be land or an interest therein that, in his opinion, is required for a public work or other public purpose, and, in relation thereto, a reference to the Crown in that Act shall be construed as a reference to the Commission. R.S., c. 196, s. 7; 1970 (1st Supp.). C. 16, s. 42.

Release of former owner

8. Where any plant is acquired by the Commission with or without the consent of the owner, the Commission may by order release the owner from all his obligations relating to the generation, purchase or supply of public utilities from the plant so acquired and the order is binding on all persons. 1956, c.42, s.6.

Supply of Public Utilities

Supply of utilities

9. The Commission may supply public utilities to municipalities, organizations, corporations or individuals, or to such districts or areas as may be established by the Commission for convenience of administration and supply of public utilities. 1956, c. 42, s. 6.

Rate zones

10. (1) For the purpose of establishing rates, the Yukon Territory and the Northwest Territories shall be separate rate zones.

Subdivision of rate zones

(2) The Commission may divide the rate zones established under subsection (1) into two or more separate rate zones.

Establishment of rates

(3) The Commission shall, with the approval of the Governor in Council, establish for each rate zone schedules or ranges of rates for public utilities supplied by it under this Act and the rates to be charged within those schedules or ranges shall not be less than the estimated cost to the Commission, as determined by it, of supplying the public utility in the rate zone, which cost shall include.

(a) payments in respect of the interest on, and in respect of the principal amount of, loans made or deemed to have been made to the Commission under this Act in respect of facilities in the rate zone that were used to supply the public utility;

(b) the operating, maintenance, repair and other expenses in respect of such facilities;

(c) the costs of administration and all other expenses of the Commission, as attributed by the Commission, to operations in each rate zone; and

(d) contingency allowances on such basis as may be approved by the Governor in Council. 1956, c. 42, s. 6; 1975, Bill C-13, s. 4.

Agreements

11. The Commission may enter into agreements with any person for,

(a) the supply of public utilities at rates authorized under section 10;

(b) the use of the Commission's facilities and equipment; and

(c) the attainment of the intent and purposes of this Act. 1956, c. 42, s. 6.

Review of rates

12. The Commission shall annually review and in accordance with section 10, but subject to any contract entered into under section 11, shall adjust, if necessary, the rates for public utilities supplied. 1956, c. 42, s. 6.

Investigations

13. The Commission may investigate a project and advise the Minister or the Commissioner in Council of the Northwest Territories or the Commissioner in Council of the Yukon Territory, as the case may be, of the areas that might be served, the estimated amount of capital required, and the effect on the schedule or ranges of rates established for a rate zone under section 10. 1956, c. 42, s. 6; 1975, Bill C-13, s. 5.

Advances for investigations

14. (1) The Minister of Finance may authorize the payment to the Commission out of the Consolidated Revenue Fund of the sum of fifty thousand dollars as a fund for the purpose of meeting expenditures incurred by the Commission in carrying out investigations in accordance with section 13.

Charged to capital cost

(2) If a project investigated pursuant to section 13 is developed by the Commission, the cost of the investigation shall be included in the cost of the development, and the expenditures that were made from the fund established under this section shall be restored to the fund by the Commission and shall constitute a direct charge against the capital cost of the development.

Included in Estimates if project not developed

(3) If a project investigated pursuant to section 13 is not undertaken or proceeded with, an amount equal to the expenditures made for such investigation work out of the fund established under this section shall be included from time to time in the Estimates submitted by the Minister to the President of the Treasury Board. 1956, c. 42, s. 6; 1975, Bill C-13, s. 6.

Loans for capital expenditures

15. (1) The Minister of Finance may, on such terms and conditions as may be approved by the Governor in Council, authorize loans to the Commission for the purpose of capital expenditures under this Act out of moneys appropriated by Parliament for that purpose.

Loans out of C.R.F.

(2) The Minister of Finance may, from time to time, with the approval of, and on such terms and conditions as may be approved by, the Governor in Council, authorize loans to the Commission for the purpose of capital expenditures under this Act from unappropriated money in the Consolidated Revenue Fund, and an amount equal to the expenditures made from such loans in any fiscal year shall be included in the Estimates for the following fiscal year submitted by the Minister to the President of the Treasury Board, but where Parliament appropriates moneys to be lent to the Commission for the purpose of capital expenditures under this Act after a loan has been made under this subsection, that loan, or an amount thereof equal to the money so appropriated, shall thereafter be deemed to have been made out of that appropriation and not under the authority of this subsection.

Maximum amount of loans out of C.R.F.

(3) The total amount outstanding of any loans under subsection (2) shall not exceed one million dollars at any one time. R.S., c. 196, s. 15; 1975, Bill C-13, s. 7.

Deposit of moneys received

16. All moneys received by the Commission shall be deposited in such bank as the Minister of Finance may approve from time to time. R.S., c. 196; 1956, c. 42, s. 7; 1975, Bill C-13, s. 8.

17. R.S., c. 196, s. 17; Repealed by 1975, Bill C-13, s. 9.

18. R.S., c. 196, s. 18; Repealed by 1975, Bill C-13, s. 9.

19. R.S., c. 196, s. 19; Repealed by 1975, Bill C-13, s. 9.

20. R.S., c. 196, s. 20; 1956, c. 42, s. 8; Repealed by 1975, Bill C-13, s. 9.

Investments

21.(1) The Commission may from time to time invest any funds held by it that are not immediately required for its purposes in bonds or securities of, or guaranteed by, the Government of Canada and may sell such bonds or securities as and when it deems it expedient to do so. 1956, c. 42, s. 9; 1975, Bill C-13, s. 10.

22. 1956, c. 42, s. 9; Repealed by 1975, Bill C-13, s. 10.

General

Commission to arrange with Minister of Supply and Services for accounting

23. (1) The Commission may make such arrangements as may be necessary with the Minister of Supply and Services for the accounting of the receipts and expenditures of the Commission.

Audit

(2) All accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada. R.S., c. 196, s. 23; 1968-69, c. 28, s. 105; 1977, c. 34, s. 30.

Annual report

24. The Commission shall, as soon as possible, but within three months after the termination of each fiscal year, submit an annual report to the Minister in such form as he may prescribe, and the Minister shall lay the report before Parliament within fifteen days or if Parliament is not then in session within fifteen days after the commencement of the next ensuing session. R.S., c. 196, s. 24.

Permits

25. The Commission may prescribe and collect fees for permits for electrical installations using electrical energy supplied by the Commission, and for the inspection, testing and approval of all such works. 1956, c. 42, s. 10.

Damage to plants

26. In case any plant of the Commission, or any part thereof, becomes damaged so that the Commission is unable to supply any public utility, the Commission shall make repairs as promptly as possible, and, pending repairs, shall take all reasonable steps to supply the public utility from other sources, if such is available; but in no case shall the Commission be held responsible for any claims for financial losses or inconvenience caused to any person by reason of its failure to supply any public utility. 1956, c. 42, s. 10.

Rates for use of water

27. The Commission may set rates for the use of water stored in any of its reservoirs for power purposes that is surplus to the immediate needs of the Commission and such rates may be charged on the basis of the volume of water or the rate of flow. R.S., c. 196, s. 27; 1975, Bill C-13, s. 11.

Supply of surplus utilities

28. (1) Where the Commission has surplus electrical or thermal energy not under contract or otherwise required by the Commission, it may, at its discretion, supply such energy if, as and when available, at such rates as the Commission may determine from time to time, and section 10 does not apply in such rate determination.

Not obligatory

(2) The supply of surplus energy under subsection (1) is in no way obligatory on the part of the Commission, and the Commission is not responsible for any damages or claims arising from the discontinuing of any such energy that may have been supplied. 1956, c. 42, s. 11.

A copy of the relevant Minutes of Proceedings and Evidence of the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission (*Issues Nos. 1 to 3 inclusive*) and a copy of the relevant Minutes of Proceedings and Evidence of the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development (*Issues Nos. 19 and 40 which includes the report*) are tabled.

Respectfully submitted,

KEITH PENNER,
Chairman.

MINUTES OF PROCEEDINGS

Wednesday, April 7, 1982
(45)

The Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development met, *in camera*, at 3:59 o'clock p.m. this day, the Chairman, Mr. Penner presiding.

Members of the Committee present: Messrs. Allmand, Burghardt, Chénier, Fretz, Gingras, Manly, McCuish, Nickerson, Penner, Tousignant and Watson.

In attendance: *From the Research Branch of the Library of Parliament*: Mrs. Sonya Dakers and Mr. Marion Wrobel, Research Officers; *From Cooper's & Lybrand*: Mr. Glenn Ross and Mr. Robin Ghosh, Consultants and *From Committee Reporting Services*: Miss Lise Lebeau and Mr. Frank Murphy, Editors.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated Thursday, March 5, 1981, relating to the study on the operations of the Northern Canada Power Commission. (*See Minutes of Proceedings of Thursday, March 12, 1981, Issue No. 19*).

The Committee commenced consideration of the First Report of the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission.

On motion of Mr. Chénier, the First Report of the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission was concurred in.

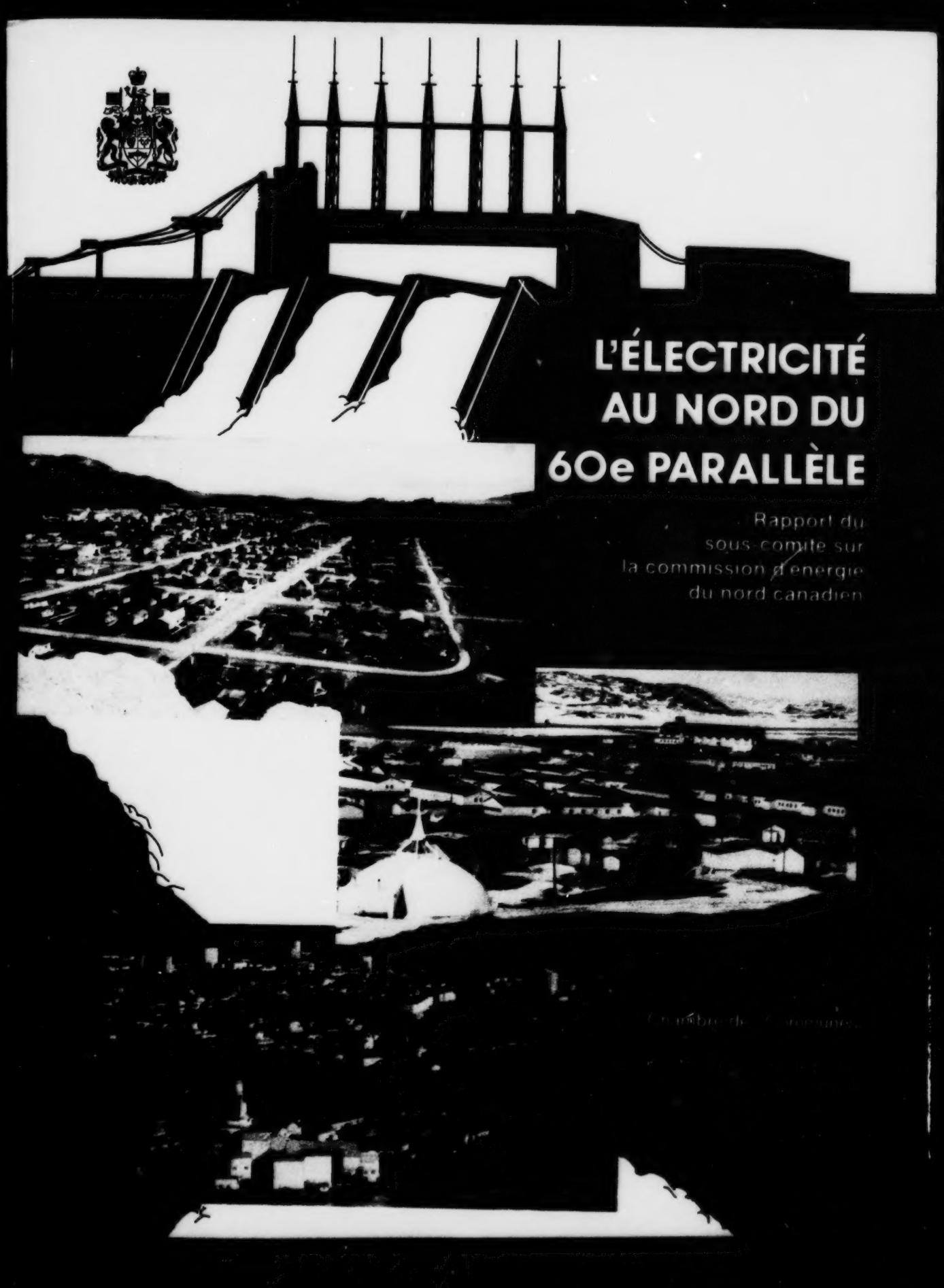
Ordered,—That the Chairman present the First Report of the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission as the Fourth Report of this Committee to the House.

Ordered,—That the Committee print an additional 3,000 copies of Issue No. 40 of the Committee's Minutes of Proceedings and Evidence, which contains its Fourth Report to the House, in tumble bilingual format with special cover.

On motion of Mr. Tousignant, its was agreed,—That the Chairman table a report in the House seeking permission for the Members who served with the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission, along with the necessary staff, to travel to the North for the purpose of holding press conferences with regards to the report on the Northern Canada Power Commission.

At 4:05 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

François Prégent
Clerk of the Committee



L'ÉLECTRICITÉ AU NORD DU 60e PARALLÈLE

Rapport du
sous-comité sur
la commission d'énergie
du nord canadien

Chambre des communes

SOUS-COMITÉ SUR LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Président: M. Keith Penner
(Lib., Cochrane—Supérieur, Ont.)
Vice-président: M. René Gingras
(Lib., Abitibi, Qué.)

L'hon. Warren Allmand
(Lib., Notre-Dame-de-Grâce—Lachine—Est, Qué.)

M. Peter Ittinuar
(N.P.D., Nunatsiaq, T.N.-O.)

M. Raymond Chénier
(Lib., Timmins—Chapleau, Qué.)

M. Dave Nickerson
(P.C., Western Arctic, T.N.-O.)

Les députés suivant ont également collaboré au travail du sous-comité: MM. Bill Yurko (Ind., Edmonton—Est, Alberta), de mai 1981 à janvier 1982; Jim Manly (N.P.D. Cowichan—Malahat—Les Iles, C.-B.), mai et juin 1981; et l'honorable Erik Neilsen (P.C., Yukon, Yukon) qui a assisté aux audiences du sous-comité tenues à Faro et Whitehorse (Yukon), en juin 1981.

Dessin couverture: York Advertising Ltd.

Photo couverture: Centre de Photographie du Gouvernement canadien, Office national du film du Canada

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule nº 40

Le mercredi 7 avril 1982

Président: M. Keith Penner

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 40

Wednesday, April 7, 1982

Chairman: Mr. Keith Penner

Procès-verbaux et témoignages du Comité permanent des

Affaires indiennes et du développement du Nord canadien

Minutes of Proceedings and Evidence of the Standing Committee on

Indian Affairs and Northern Development

CONCERNANT:

Ordre de renvoi se rapportant à l'étude sur les opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien

Y COMPRIS:

Le quatrième rapport à la Chambre (Rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien)

RESPECTING:

Order of Reference pertaining to study on operations of the Northern Canada Power Commission

INCLUDING:

The Fourth Report to the House (Report of the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission)

Première session de la trente-deuxième législature, 1980-1981-1982

First Session of the Thirty-second Parliament, 1980-81-82

COMITÉ PERMANENT DES AFFAIRES INDIENNES ET DU DÉVELOPPEMENT DU NORD CANADIEN

Président: M. Keith Penner

Vice-président: M. René Gingras

STANDING COMMITTEE ON INDIAN AFFAIRS AND NORTHERN DEVELOPMENT

Chairman: Mr. Keith Penner

Vice-Chairman: Mr. René Gingras

Messieurs — Messrs.

Allmand	Fretz	Maltais	Oberle
Beauchamp-Niquet (Mrs.)	Greenaway	Manly	Schellenberger
Burghardt	Ittinuar	McCuish	Tousignant
Chénier	Korchinski	Nickerson	Watson—(20)
Cyr	Loiselle		

(Quorum 11)

Le greffier du Comité

François Prégent

Clerk of the Committee

Publié en conformité de l'autorité de l'Orateur de la Chambre des communes par l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Hull, Québec, Canada K1A 0S9

Published under authority of the Speaker of the House of Commons by the Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Hull, Québec, Canada K1A 0S9

Le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien a l'honneur de présenter son

QUATRIÈME RAPPORT

Conformément à son Ordre de renvoi du jeudi 5 mars 1981, votre Comité, tel que chargé, a désigné un sous-comité de sept membres pour étudier tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien.

Le Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien a soumis son rapport à votre Comité qui l'a adopté. Le rapport se lit comme suit:

Le Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien a l'honneur de présenter son

PREMIER RAPPORT

Conformément à l'Ordre de renvoi reçu du Comité permanent des Affaires indiennes et du développment du Nord canadien en date du 12 mars 1981, le Sous-comité a étudié tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien et soumet le rapport suivant:

TABLE DES MATIÈRES

			Page
Résumé des constatations et recommandations			**7**
Partie I	**Le mandat du sous-comité**		**11**
Partie II	**Les préoccupations des résidants du nord**		**15**
	A	La spécificité du nord	15
	B	L'approvisionnement d'électricité dans les Territoires	17
		1. Au Yukon	17
		2. Dans les Territoires du Nord-Ouest	19
	C	Un profil des tarifs de la CENC	20
	D	Les problèmes	24
Partie III	**Structures administratives de rechange**		**27**
	A	Origine, pouvoirs et responsabilités de la CENC	27
	B	Organisation, gestion et administration de la CENC	29
	C	Déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord	30
	D	Remplacement de la CENC par des sociétés de la Couronne territoriales	33
	E	L'apport des sociétés privées d'utilité publique	36
Partie IV	**Le besoin d'orientation et de coordination en matière de planification**		**41**
	A	Le problème	41
	B	Mécanismes existants	42
		1. Prévision de la demande	42
		2. Planification des installations	43
		3. Planification financière	44
		4. Méthodes de planification des sociétés privées d'utilité publique	45
	C	Un moyen de coordination	45
Partie V	**Une solution au dilemme de la réglementation**		**49**
	A	Procédés actuels de tarification	49
	B	Rationalisation des tarifs	51
	C	Affranchissement de la compétence territoriale	52

Page

Partie VI **Le financement de l'électricité au nord du 60e parallèle** 55

A Le financement actuel de la CENC 55

B Le financement des sociétés privées d'utilité publique 57

C Le financement par les gouvernements territoriaux 58

D Formule actuelle de subvention du coût de l'électricité 59

E Autre mécanisme de subvention de l'électricité 60

Partie VII **Répercussions financières des recommandations** 65

A Tarifs d'électricité prévus sans l'aide financière supplémentaire du gouvernement fédéral 65

1. Au Yukon 65

2. Dans les Territoires du Nord-Ouest 66

B Influence sur les tarifs de la radiation de la dette et d'un financement par voie de subventions pour fins d'immobilisations 67

C Fixation des taux après la mise en œuvre des recommandations du sous-comité 68

ANNEXES

A Liste des témoins 73

B L'évolution des activités de la CENC 81

C Les installations de la CENC 85

D Analyse du projet d'entreprise mixte proposé par la *Yukon Electrical* et de la contre-proposition formulée par la CENC 87

E L'analyse des tarifs d'électricité selon diverses options administratives 91

F Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien 101

RÉSUMÉ DES CONSTATATIONS ET RECOMMANDATIONS

Le Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien a été chargé par le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien d'examiner la situation de la CENC parce que les résidants du Nord sont préoccupés tant par le coût de l'électricité et la structure des tarifs que par le mode de fonctionnement de la CENC et les moyens de réglementation. Les audiences tenues par le sous-comité par tout le Nord de même que d'autres enquêtes ont confirmé la validité de ces préoccupations et la nécessité d'une initiative par le Gouvernement du Canada pour résoudre ce problème (Partie II).

Les constatations et recommandations du sous-comité peuvent se résumer ainsi:

Structures administratives de rechange (Partie III)

Après avoir étudié les structures administratives actuelles, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

— les gouvernements territoriaux n'ont presque aucune compétence législative et réglementaire à l'égard de la CENC puisqu'il s'agit d'une société de la Couronne féderale;

— les pouvoirs, les procédés budgétaires et les mécanismes décisionnels du gouvernement fédéral ne rendent pas la CENC pleinement responsable envers la population qu'elle dessert;

— bien que la CENC est loin de ses clients et des gouvernements territoriaux, son déménagement dans le Nord entraînerait des coûts additionnels et des engagements importants à long terme; et

— toute entreprise d'utilité publique desservant uniquement le Nord aurait de la difficulté à obtenir toute l'expertise nécessaire.

Ces constatations ont incité le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

1) Le gouvernement fédéral devrait amorcer des discussions avec les gouvernements territoriaux en vue de créer des sociétés de la Couronne territoriales distinctes qui assumeraient les responsabilités actuelles de la CENC.

2) La CENC ne devrait pas déménager vers le Nord si la possibilité d'une délégation complète, par le fédéral, des responsabilités de la CENC aux gouvernements territoriaux, n'est pas rapidement acceptée.

3) Les gouvernements territoriaux devraient amorcer des discussions avec la CENC et les sociétés privées d'utilité publique, pour déterminer comment celles-ci pourraient aider les sociétés de la Couronne territoriales à remplir leur mandat.

Le besoin d'orientation et de coordination en matière de planification (Partie IV)

Après avoir examiné les mécanismes de planification, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

— la planification de la satisfaction des besoins en électricité est particulièrement difficile et vitale dans le Nord;

— les gouvernements fédéral et territoriaux doivent raffermir leur orientation; et

— les mécanismes de planification adoptés par la CENC et les sociétés privées d'utilité publique sont adéquats, compte tenu des limites de leurs mandats, mais une meilleure coordination de la planification s'impose.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

4) Le gouvernement fédéral et le gouvernement de chaque territoire devraient préparer un plan à long terme en matière d'énergie, qui évaluerait les besoins généraux d'énergie de chaque territoire et la façon de les satisfaire.

5) Un conseil de planification (réunissant des représentants gouvernementaux des services publics et des sociétés d'utilité publique, ainsi que des consommateurs et des producteurs d'électricité) devrait être crée dans chaque territoire afin de préparer et de mettre à jour, sur une base annuelle, un plan en matière d'énergie, en tenant compte de la politique énergétique à long terme du gouvernement, et formuler des recommandations relativement au financement gouvernemental d'études de faisabilité et d'autres études sur la planification.

Une solution au problème de la réglementation (Partie V)

Lors de l'étude des mécanismes de réglementation, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

— les tarifs sont basés principalement sur le coût du service;

— un tarif comporte, dans une certaine mesure, des subventions par recoupement, tant à l'intérieur de certains groupes qu'entre les divers groupes de clients, et il doit nécessairement être bien réglementé;

— les régies des services publics, qui existent actuellement dans les Territoires, ont pleine autorité sur les sociétés privées d'utilité publique, mais pas sur la CENC; et

— la dévolution, aux sociétés d'énergie territoriales, des responsabilités de la CENC, supprimerait cet obstacle à une véritable réglementation.

Ces constatations ont incité le sous-comité à faire la recommandation suivante:

6) Toutes les sociétés d'énergie territoriales qui oeuvrent au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest devraient être pleinement assujetties à la réglementation de leurs régies des services publics respectives.

Le financement de l'électricité au nord du 60e parallèle (Partie VI)

Au chapitre du financement, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

— des inéquités et des incidences adverses surviendraient si l'on forçait les sociétés d'utilité publique du Nord à récupérer tous les coûts d'électricité à même les tarifs imposés aux consommateurs nordiques;

— sans l'aide gouvernementale, les sociétés privées d'utilité publique ne peuvent faire qu'une contribution restreinte à la réduction du prix de l'électricité;

— toute aide financière consentie par le gouvernement fédéral, que celle-ci se fasse directement ou par l'entremise des gouvernements territoriaux, sera considérée comme une dépense budgétaire du Gouvernement du Canada, aussi longtemps que les consommateurs ne pourront payer tous les coûts de production, de transport et de distribution de l'électricité; et

— il importe de distinguer entre les agglomérations reculées alimentées par des génératrices au diesel et les agglomérations qui peuvent être desservies par des installations hydro-électriques, actuelles ou futures.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

7) **La dette actuelle de la CENC envers le Gouvernement du Canada devrait être radiée des comptes du Canada.**

8) **Le Gouvernment du Canada, avec le concours des gouvernements territoriaux, devrait établir, sur une base annuelle, des prix maximums qui serviraient à déterminer les subsides pour l'électricité consommée dans le Nord.**

9) **On devrait songer à recourir aux capitaux privés comme moyen de financement lorsque le coût d'une centrale peut être pleinement récupéré en respectant les prix maximums.**

10) **On devrait négocier des arrangements de financement souples, prévoyant le décalage des frais de la dette durant une certaine période, lorsque les coûts dépassent les niveaux maximums, dans le cas des prêts destinés au financement des installations hydro-électriques qui devraient fournir, ultérieurement, de l'électricité à un prix inférieur au plafond prévu.**

11) **Les dépenses d'immobilisations de toutes les autres installations d'électricité devraient être financées par voie de subventions pour fins d'immobilisations.**

12) **Dans les régions reculées où les mesures qui précèdent s'avèrent inadéquates, des subventions pour fins d'exploitation devraient être accordées pour ramener les tarifs au niveau des prix maximums.**

Dans la mesure où les ressources territoriales ont utilisées principalement pour le développement de l'ensemble de l'économie canadienne, le financement de l'infrastructure dans le domaine de l'énergie électrique au nord du 60e parallèle ne peut reposer uniquement sur les usagers du Nord, mais doit être assumé, jusqu'à un certain point, par tous les Canadiens, par l'entremise de leur gouvernement fédéral (Partie VII).

Partie I

LE MANDAT DU SOUS-COMITÉ

En 1974, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien déclarait que la Commission d'énergie du Nord canadien (la CENC) devrait être responsable de la production et du transport de l'électricité en provenance de toutes les grandes installations situées au nord du 60e parallèle, alors que la distribution de l'électricité pourrait être de ressort local. Depuis, le coût de l'électricité a grandement augmenté. Cette situation, qui accable la population vivant au nord du 60e parallèle, est devenue une source de préoccupation pour les gouvernements, tant fédéral que territoriaux, et pour le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien. En 1976, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien demandait à un groupe de travail d'examiner la question du coût de l'électricité dans le Nord. Même si le groupe de travail a constaté que les tarifs en vigueur à ce moment-là n'étaient pas très différents des tarifs en vigueur dans d'autres parties du pays, il n'en a pas moins recommandé, pour limiter la hausse des tarifs à environ 10 p. 100 par année, de décaler le remboursement des intérêts et du principal dus par la CENC. Le gouvernement fédéral avait alors rejeté cette recommandation.

Dès novembre 1978, le gouvernement fédéral a donné suite aux recommandations du groupe de travail en inscrivant dans le Programme fédéral de soutien à l'électricité, des subsides plus importants pour l'électricité. Cette initiative permettait de venir en aide aux consommateurs domestiques admissibles des deux Territoires, en ramenant le coût des premiers 700 kWh consommés chaque mois au niveau moyen pour une consommation semblable dans les capitales territoriales, soit Whitehorse et Yellowknife. En 1980, une subvention d'égalisation comparable était accordée aux petites entreprises, pour les premiers 1000 kWh consommés par mois.

En novembre 1980, lors d'une audience publique, le Comité permanent de la Chambre sur les Affaires indiennes et le développement du Nord canadien a constaté que les tarifs et les coûts demeuraient les principales questions litigieuses, que le mode de fonctionnement et

de réglementation de la CENC demeurait au coeur même des préoccupations de ses clients, et que le rôle de la CENC comme entreprise d'électricité au service des résidants du Nord, tout particulièrement dans le contexte du Programme énergétique national annoncé par le gouvernement fédéral, devait être précisé davantage. Le comité permanent reçut la mission de demander à un sous-comité d'étudier la situation. Cette décision a pris la forme de deux ordres de renvoi. Le premier, donné par la Chambre des communes, le 5 mars 1981, prenait la forme suivante:

> **IL EST ORDONNÉ,**—Que le Comité permanent des affaires indiennes et du développement du Nord canadien soit habilité à étudier tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien;
>
> —Que la Chambre donne instruction au comité de constituer un sous-comité aux fins susmentionnées;
>
> —Que le sous-comité soit habilité à se transporter d'un lieu à l'autre au Canada; et
>
> —Que le sous-comité soit habilité à employer un personnel d'experts et de techniciens qui sera autorisé à l'accompagner dans ses déplacements.

Le 12 mars 1981, le Comité permanent sur les affaires indiennes et du développement du Nord canadien, adoptait l'ordre de renvoi suivant:

> **IL EST ORDONNÉ,**—Qu'un Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien soit constitué et qu'il se compose du président, du vice-président, de deux députés du parti libéral, de deux députés du parti progressiste-conservateur et d'un député du nouveau parti démocratique nommés après les consultations habituelles avec les Whips des différents partis;
>
> —Que le Sous-comité de la Commission d'énergie du Nord canadien soit habilité à étudier tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien et que les mêmes pouvoirs contenus dans l'ordre de renvoi de la Chambre soient conférés au sous-comité;
>
> —Que le sous-comité soit habilité à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à se réunir pendant que la Chambre siège et pendant les périodes où elle est ajournée, à faire imprimer au jour le jour les documents et témoignages selon qu'il juge à propos et à autoriser le président à tenir des séances pour recevoir des témoignages et dépositions, dont il ordonnera l'impression, lorsque le quorum n'est pas atteint; et
>
> —Que des recherchistes de la Bibliothèque du Parlement soient détachés auprès du sous-comité.

Du 29 mai au 6 juin, le sous-comité a visité plusieurs agglomérations de l'ouest de l'Arctique et du 31 août au 3 septembre, il a visité Frobisher Bay et Rankin Inlet, dans l'est de l'Arctique. Le sous-comité y a entendu les préoccupations des gouvernements, des

représentants élus, des industries, des entreprises commerciales et du grand public. Du 20 au 22 septembre, le sous-comité a tenu des assemblées publiques avec les représentants de la CENC et des sociétés privées d'utilité publique, à Yellowknife et à Whitehorse. Le sous-comité a également consulté les gouvernements des deux Territoires.

Par la suite, le 24 novembre, grâce à l'aide de M. Peter Dobell des services du Centre parlementaire, les services des comptables agréés Coopers & Lybrand, ont été retenus pour assister le sous-comité dans sa tâche. Cette firme devrait étudier la viabilité de divers arrangements administratifs et financiers pour assurer l'approvisionnement en électricité de chaque territoire.

Le sous-comité désire remercier la Commission d'énergie du Nord canadien, le ministre et le personnel du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, les gouvernements et les assemblées législatives des Territoires, les sociétés privées d'utilité publique, l'industrie minière et les représentants du grand public qui ont contribué à ses travaux. (La liste des témoins figure à l'annexe A). Il est à espérer que le présent rapport contribuera à résoudre certains des problèmes reliés au maintien d'un approvisionnement fiable d'électricité, à un coût raisonnable pour tous les résidants du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Ainsi, le sous-comité aura participé à l'effort général actuellement en cours au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, visant à l'élaboration d'une stratégie énergétique globale.

Les membres du sous-comité remercient le greffier, M. François Prégent, responsable de la coordination des activités administratives et de soutien du sous-comité, et Mme Sonya Dakers, coordonnatrice des recherches, qui a brillamment dirigé le travail des agents de recherche de la Bibliothèque du Parlement, notamment M. Joe Gartner, Mme Katharine Dunkley, M. André Morin, M. David Chefeitz et M. Marion Wrobel. Nous remercions particulièrement M. Glenn Ross, de la firme Coopers & Lydrand, et Mme Dakers qui, sous la direction du président, ont rédigé le projet de rapport du sous-comité. Ils furent assistés dans leur travail par M. Robin Ghosh, également de la firme Coopers & Lydrand. Les membres du sous-comité sont reconnaissants envers ces personnes pour leur concours à l'élaboration du projet de rapport.

Partie II

LES PRÉOCCUPATIONS DES RÉSIDANTS DU NORD

A. La spécificité du Nord

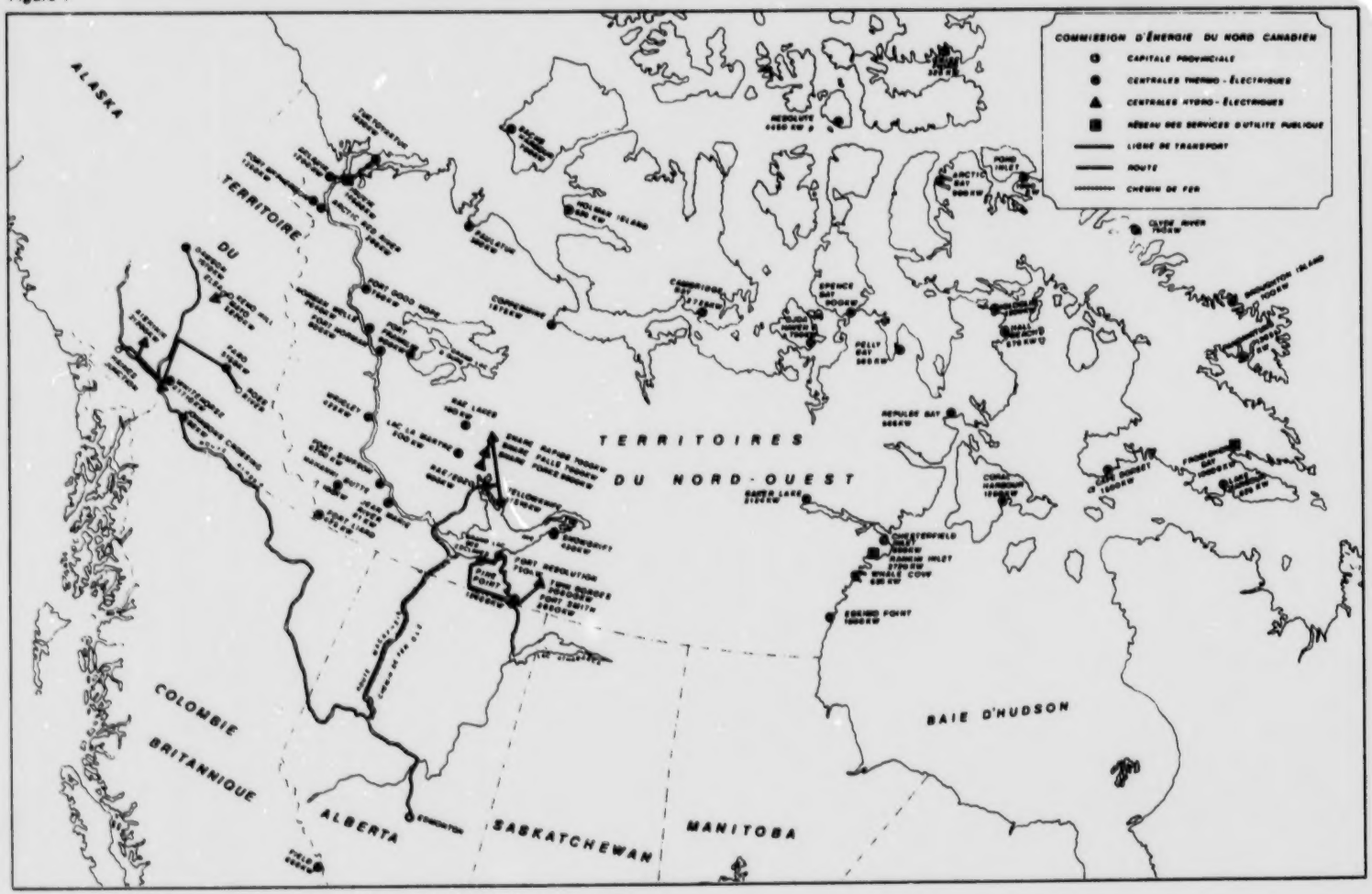
Ensemble, les deux Territoires représentent à peu près 40 p. 100 de la superficie totale du Canada, soit 536,000 km2 au Yukon et 3,245,000 km2 dans les Territoires du Nord-Ouest. Les activités de la CENC s'étendent donc sur un territoire de près de 4 millions de kilomètres carrés même si son chiffre d'affaires en fait l'une des plus petites entreprises d'utilité publique au Canada (Figure 1).

Selon le recensement de 1981, plus de 80 p. 100 des 23,000 habitants du Yukon sont regroupés dans huit agglomérations et, à elle seule, la ville de Whitehorse en compte 15,000. Cette dernière mise à part, seules les agglomérations de Dawson, Faro et Watson Lake comptent plus d'un millier d'habitants. Bien que de plus grosses agglomérations telles que Dawson et Watson Lake ne soient pas reliées au réseau d'électricité existant, vers la fin du siècle, on prévoit que la majorité des résidants du Yukon seront reliées à un tel réseau.

Les 46,000 résidants des Territoires du Nord-Ouest sont plus éparpillés. Environ 50 p. 100 de cette population habite Yellowknife et les agglomérations situées tout près de la frontière nord-albertaine, au sud du Mackenzie, et le reste est regroupé dans les petites agglomérations très dispersées du territoire. En 1980, plus de 66 p. 100 de la population, habitait des agglomérations qui n'étaient pas reliées à un réseau d'électricité. Celles-ci comptaient trois agglomérations principales, soit Inuvik (avec 3,100 habitants), Hay River (avec 2,800 habitants) et Frobisher Bay (avec 2,300 habitants), toutes trois alimentées par de la pétro-électricité. Vers l'an 2000, on prévoit que cinq autres agglomérations reculées des T.N.-O. seront reliées à un réseau.

Même si l'expérience a démontré que le Yukon et le Bassin du Mackenzie peuvent être efficacement alimentés en électricité, les réalités géographiques et climatiques du territoire situé au-delà de la limite arborescente en font une région unique. Au Yukon et dans le sud du Mackenzie, la CENC oeuvre dans des conditions climatiques et sociales comparables à

Figure 1



Source: CENC, 33e *Revue annuelle* pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1981.

celles qu'on retrouve dans le nord des provinces. Toutefois, au-delà de la ligne arborescente, la rigueur des conditions environnementales pose des problèmes fort différents, tant par leur nature que par leur intensité, de ceux que rencontre l'industrie de l'électricité dans le sud du Canada. Pour reprendre les paroles du président de la CENC, M. James Smith, lors de sa rencontre avec les membres du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien, à Whitehorse, le 22 septembre:

> C'est lorsqu'on franchit la limite arborescente que les problèmes opérationnels prennent une dimension tout à fait différente . . . tout est différent: la façon de faire les choses, les méthodes de recrutement et les façons d'intéresser les employés, le mode d'exécution du travail, le transport du matériel, la réalisation des projets d'immobilisations, l'approvisionnement en combustible et en carburant . . . il s'agit d'un monde tout à fait différent . . . le *modus operandi*, dans ce monde, présente des défis tout à fait différents de ceux qu'on rencontre habituellement dans la région du Mackenzie et du Yukon (Fascicule 2, p. 2:113).

Cependant, dans cette région, l'approvisionnement en électricité est vitale pour les petites agglomérations isolées de l'Arctique où l'hiver est long. La CENC doit assurer le bon fonctionnement de centrales au diesel, sans interruption, dans des climats extrêmes, et entretenir des installations de réserve, pour parer aux pannes. Le transport et le stockage rendent le carburant qui permet de faire tourner les génératrices particulièrement coûteuses. Dans l'est de l'Arctique, en raison de la courte saison du transport maritime, des agglomérations comme Frobisher Bay doivent stocker un approvisionnement en carburant pour une année complète. Lorsque les approvisionnements sont épuisés, il faut emprunter la voie des airs et transporter le carburant depuis Montréal ou Churchill, pour reconstituer les réserves; est-il nécessaire d'ajouter que cette solution est plus coûteuse?

Alors que les réseaux terrestres et maritimes permettent d'accéder plus facilement à la côte ouest de l'Arctique, le pergélisol qui couvre presque tout le delta du Mackenzie pose, quant à lui, des problèmes physiques particuliers à la mise en place d'un grand réseau d'électricité.

Les différences en ce qui a trait aux opérations requises pour assurer un bon service d'électricité au nord du 60e parallèle, ont amené le sous-comité à envisager des méthodes différentes dans les Territoires.

B. L'approvisionnement en électricité dans les Territoires

1. Au Yukon

La CENC et la *Yukon Electrical Company Limited (Yukon Electrical)* se partagent la responsabilité de fournir et de distribuer l'électricité au Yukon. Voici comment l'électricité produite par la CENC est distribuée:

Tableau 1: Ventes d'électricité, pour l'exercice clos le 31 mars 1981

	(en million de kWh)
Vente en gros (à la *Yukon Electrical*)	178.6
Industriel	127.2
Résidentiel	11.8
Commercial	11.0
Eclairage de rues	0.2
Total	328.8

Source: CENC, *33e Revue annuelle* pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1981.

La *Yukon Electrical* a aussi produit et vendu environ 22 millions de kWh d'électricité.

Plus de 80 p. 100 de toute l'électricité est produite et vendue à l'intérieur du système Whitehorse—Aishihik—Faro, un système intégré où la CENC produit la plus grande partie de son électricité et où la *Yukon Electrical* distribue la plus grande partie de l'électricité vendue à des clients non industriels. Ailleurs, dans les agglomérations reculées, une même société assure la production et la distribution de l'électricité, et c'est la *Yukon Electrical* qui dessert la plupart de ces agglomérations. Quelques mines consomment une bonne part de l'électricité produite au Yukon.

Même si le Yukon a nettement profité, au début des années 1970, de l'électricité relativement bon marché produite par la CENC grâce à la centrale hydro-électrique de Whitehorse, depuis, le coût de l'énergie hydro-électrique a augmenté pour deux raisons. Tout d'abord, la centrale Aishihik, commandée en 1975, a coûté beaucoup plus cher que prévu; deuxièmement, son faible débit d'eau ne lui a pas permis de produire à pleine capacité. Il a donc fallu compléter la production en recourant au diesel, qui coûte de plus en plus cher.

La CENC a récemment fait un appel d'offres pour construire une quatrième turbine hydro-électrique à Whitehorse; cette turbine devrait permettre de réduire, sans toutefois l'éliminer, la quantité d'électricité produite à partir de diesel, dans le système Whitehorse—Aishihik—Faro. On prévoit maintenant que cette turbine coûtera beaucoup plus que prévu, mais cette électricité devrait quand même revenir moins cher que celle produite à partir de diesel.

La *Yukon Electrical* envisage également d'accroître sa capacité hydro-électrique. Elle a fait des études de pré-faisabilité et de faisabilité qui indiquent qu'on pourrait obtenir une quantité additionnelle d'électricité, de façon économique, en construisant une troisième turbine, pour tirer parti de la force hydraulique du McIntyre Creek où la *Yukon Electrical* produit de l'électricité. La société a entrepris des démarches auprès du Gouvernement du Yukon pour négocier le partage des coûts et des recettes de ces nouvelles installations.

A cause de la politique gouvernementale de 1974 qui empêche les sociétés privées d'utilité publique d'occuper, à l'avenir, une place d'importance dans la production et le transport de l'électricité, la *Yukon Electrical* a décidé, en 1976, d'offrir ses actifs et son entreprise à la CENC. L'échec de ces pourparlers de même que la concurrence au niveau de la distribution sont à l'origine du climat peu favorable au maintien d'un esprit de coopération entre les deux entreprises. Elles estiment qu'il ne devrait y avoir qu'une seule entreprise d'utilité publique qui assure la production, le transport et la distribution de l'électricité au Yukon, et chacune aimerait bien jouer ce rôle. On parlera un peu plus loin de la proposition de la *Yukon Electrical* visant la prise en charge des opérations de la CENC, au Yukon, et la contre-proposition formulée par la CENC visant la prise en charge des opérations de cette société privée.

2. Dans les Territoires du Nord-Ouest

La CENC est la principale entreprise d'utilité publique dans les Territoires du Nord-Ouest: elle produit presque toute l'électricité et en assure la distribution dans toutes les agglomérations, à part Yellowknife, Hay River et certaines agglomérations voisines. La CENC alimente environ 50 agglomérations en électricité et elle fournit également des services de chauffage et d'eau à une ou deux d'entre elles. La société *Alberta Power Limited* produit et distribue de l'électricité à Hay River et dans les régions voisines, et la *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.* distribue, à Yellowknife, l'électricité qu'elle achète de la CENC. Voici comment l'électricité produite par la CENC est distribuée.

Tableau 2: Ventes d'électricité pour l'exercice clos le 31 mars 1981

	(en million de kWh)
Vente en gros (à la *Plains-Western*)	79.9
Industriel	147.9
Résidentiel	67.3
Commercial	65.6
Éclairage de rues	1.7
Total	362.4

Source: CENC, *33e Revue annuelle* pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1981.

Durant la même période, l'*Alberta Power Limited* a également produit et vendu 23,7 millions de kWh d'électricité.

Autour du Grand Lac des Esclaves et d'Inuvik, certains réseaux sont reliés. Tout comme au Yukon, la capacité additionnelle amenée dans la région Snare—Yellowknife, en 1976, a enregistré des dépassements de coûts. Ici, la faiblesse des débits d'eau a également entraîné un recours croissant au diesel. Dans la plupart des autres agglomérations, l'électricité est produite au moyen de génératrices au diesel, là où l'électricité est vendue. Étant donné l'éloignement de la plupart des agglomérations des T.N.-O., il est peu probable que la situation change bientôt.

Il y a plusieurs années, l'*Alberta Power* a sollicité l'autorisation de construire une ligne de transport pour relier Hay River à son réseau du nord de l'Alberta. Ce projet a été annulé suite aux délais d'autorisation et, selon l'*Alberta Power*, le projet pourrait ne pas être économique, pour le moment. Ni la CENC ni les sociétés privées n'envisagent de construire, dans un proche avenir, des centrales qui réduiraient nettement la demande de pétro-électricité.

Tout comme au Yukon, l'industrie minière est un important consommateur d'électricité, dans les T.N.-O. La croissance ou le déclin de cette industrie influencera sans aucun doute beaucoup la demande et le prix de l'électricité. Dans les T.N.-O., la plupart des autres clients sont soit des administrations gouvernementales, soit des personnes soutenues par celles-ci. Pour nombre de petites agglomérations des T.N.-O., le commerce de l'électricité est davantage un service collectif pour les gouvernements qu'un service au public. Les répercussions du prix croissant de l'électricité sont moins pénibles pour plusieurs consommateurs des agglomérations qui touchent des allocations ou une aide du Trésor public.

C. Un profil des tarifs de la CENC

Les tarifs d'électricité dans le Nord sont, dans l'ensemble, relativement élevés, si on les compare à ceux en vigueur ailleurs au pays, et ils augmentent plus rapidement que dans le Sud. Les tarifs varient aussi beaucoup d'une agglomération à l'autre. Ce phénomène est illustré au tableau 3 qui présente un profil des tarifs de la CENC, tels que proposés pour 1982-1983. On y constate qu'en moyenne, les tarifs pour la zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest seront deux fois plus élevés que ceux de la zone tarifaire du Yukon. A l'intérieur de chaque territoire, les tarifs varient encore beaucoup plus que ne l'indique le tableau. Dans la catégorie résiduaire, intitulée «toutes les autres agglomérations», il y a six agglomérations où les tarifs proposés pour 1982-1983 sont supérieurs à 50¢ le kWh.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, selon les tarifs soumis par la CENC pour 1982-1983, 85 p. 100 de la consommation d'électricité pendant cette période sera assujettie à un tarif inférieur à 11¢ le kWh. Pour les derniers 15 p. 100, le tarif moyen sera supérieur à 28¢ le kWh. Au Yukon, un pourcentage plus faible de la consommation d'électricité sera assujetti à un tarif très élevé et à peine 1 p. 100 le sera au taux moyen de 16,7¢ le kWh. Le taux moyen, pour le reste du Yukon, sera inférieur à 8¢ le kWh. Du point de vue du consommateur, ces tarifs moyens ne reflètent pas la réalité parce que les coûts et les profits des sociétés d'utilité publique devraient être ajoutés afin d'atteindre les tarifs de vente en gros de la CENC.

En règle générale, les tarifs très élevés s'appliquent aux petites agglomérations isolées alimentées en pétro-électricité. Non seulement cette forme d'électricité est-elle plus coûteuse, mais plusieurs de ces agglomérations isolées doivent assumer le coût élevé du transport du carburant.

Tableau 3: PROFIL DES TARIFS PROPOSÉS PAR LA CENC POUR 1982/1983[1]

Agglomération/ Système	Ventes[2] (en million de kWh)	Tarif moyen (en ¢ par kWh)
Zone tarifaire des T.N.-O.		
Fort Simpson	6.07	20.26
Frobisher Bay	18.41	25.90
Inuvik	25.26	19.23
Rankin Inlet	5.73	30.63
Snare—Yellowknife	125.02	10.79[4]
Taltson, Système	141.58	8.61
Tuktoyaktuk	7.50	27.26
Toutes les autres agglomérations	52.75	34.30
Sous-Total	382.32	15.28
Zone tarifaire du Yukon		
Dawson	5.55	16.65
Johnsons Crossing	0.03	32.98
Mayo, Système	32.36	4.49
Whitehorse-Faro, Système	363.55	7.73[3][4]
Sous-total	401.49	7.59
Total	783.81	11.34

[1] Basé sur les tarifs proposés pour 1982-1983 et sur la clause de redressement de 1982 permettant de tenir compte du coût du carburant.
[2] Prévisions pour 1982-1983.
[3] Le redressement permettant de tenir compte du cout du carburant est basé sur les ventes de pétro- et d'hydro-électricité, en 1980-1981.
[4] Y compris les prix de vente en gros.
Source: CENC, *Redressement tarifaire proposé, à compter d'avril 1982, zone tarifaire du Yukon*; et CENC, *Redressement tarifaire proposé, à compter d'avril 1982, zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest*.

Le tableau 4 et le schéma 1 présentent un profil évolutif des tarifs moyens de la CENC, depuis 1969. La lecture de ces données statistiques montre que durant la dernière moitié des années 1970, on a enregistré une accélération des hausses des tarifs d'électricité. Si les tarifs proposés récemment sont appliqués, le rythme d'accroissement s'accentuera davantage. Dans l'ensemble, les tarifs en 1982-1983 seront supérieurs aux tarifs moyens de 1980-1981, dans une proportion de 58 pour cent. Dans les Territoires du Nord-Ouest, la hausse, sur une période de deux ans, est supérieure à 54 pour cent, alors qu'elle s'établit à environ 85 pour cent, au Yukon.

Ces données révèlent également l'écart entre les tarifs applicables au Yukon et ceux qui s'appliquent aux Territoires du Nord-Ouest. Depuis 1977, les tarifs, dans les T.N.-O., ont toujours été deux fois plus élevés que ceux en vigueur au Yukon. Cet écart a eu tendance à s'accentuer au cours des cinq dernières années, quoique les tarifs proposés récemment ramènent cet écart, à nouveau, à 2:1.

Enfin, le tableau 5 présente certaines données statistiques qui permettent de comparer les tarifs en vigueur dans le Nord aux tarifs appliqués ailleurs au Canada. Comme on peut le

Tableau 4: ÉVOLUTION DES TARIFS DE LA CENC

Tarifs moyens (en ¢ par kWh)

Année terminée le 31 mars	Système complet	Zone tarifaire des T.N.-O.	Zone tarifaire du Yukon
1983 (proposé)	11.34	15.28	7.59
1982 (prévu)	9.60	13.96	5.16
1981	7.16	9.90	4.10
1980	6.45	8.76	3.80
1979	5.89	7.93	3.50
1978	5.06	6.74	3.15
1977	4.35	5.61	2.67
1976	3.08		
1975	2.76		
1974	2.54		
1973	2.45		
1972	2.10		
1971	1.74		
1970	1.93		
1969	1.75		

Source: CENC, *Revue annuelle*, diverses années et *Redressement tarifaire proposé, à compter d'avril 1982, zone tarifaire du Yukon*; CENC, *Redressement tarifaire proposé, à compter d'avril 1982, zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest.*

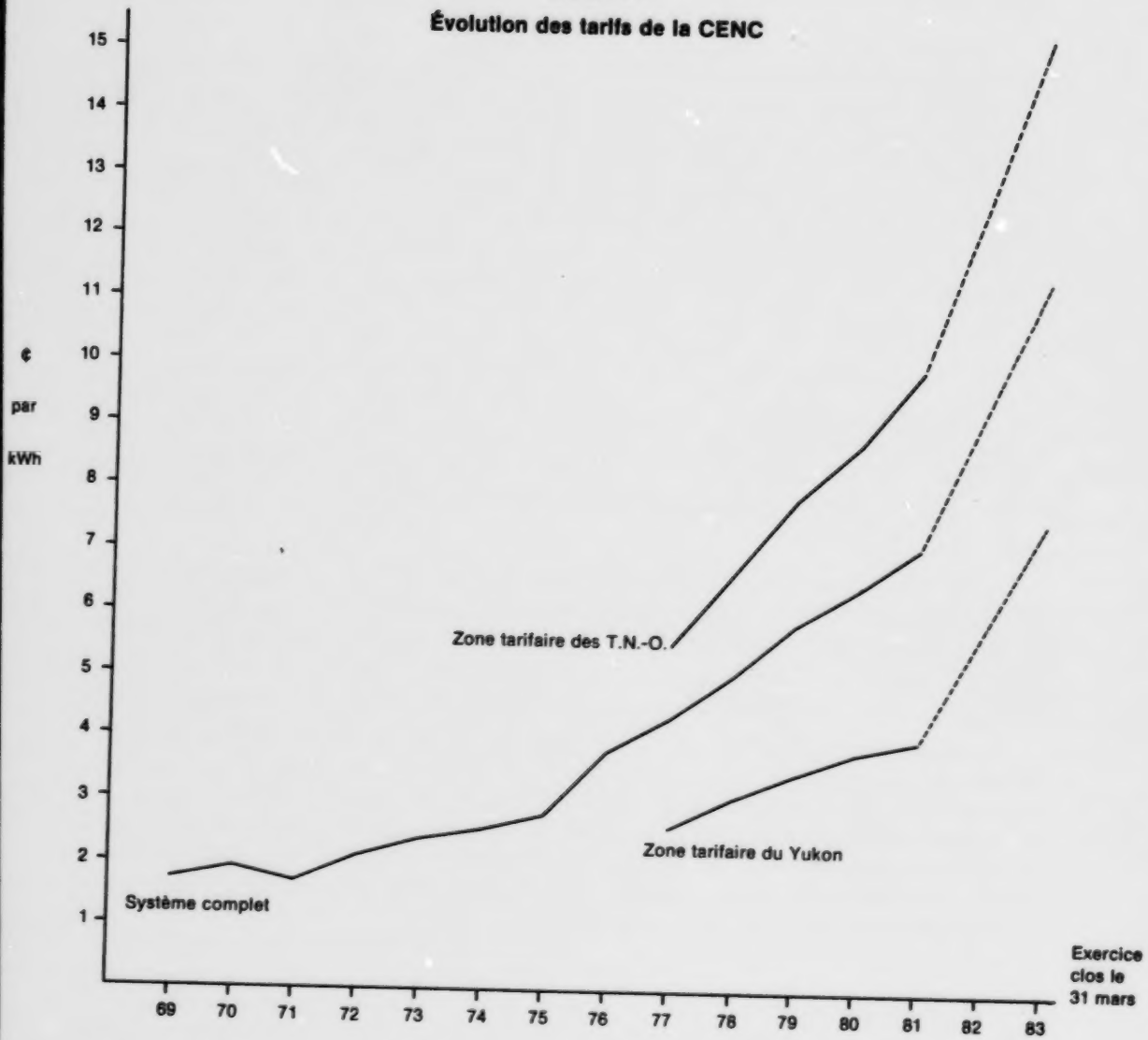
Tableau 5: TARIFS DE L'ÉLECTRICITE RÉSIDENTIELLE AU CANADA, 1981

	Région rurale	Région urbaine
	(en ¢ par kWh)	
B.C. Hydro	3.87	3.87
Trans Alta Utilities	4.70	4.93
Alberta Power	6.49	6.46 à 7.12
Saskatchewan Power	4.16	4.06
Manitoba Hydro	3.32	4.14
Ontario Hydro	7.01	7.80
Hydro Québec	3.28	3.28
Nfld. Light and Power	4.94	4.94
New Brunswick Electric Power Commission	5.28	5.38
Nova Scotia Power Corporation	4.96	4.96
Maritime Electric Company	9.44	9.72

Source: Publication du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources intitulée *Electricity Rates in Canada* - Novembre 1981.

Schéma 1

Évolution des tarifs de la CENC



constater, il n'y a pas de tarifs propres au sud du Canada; au Sud, les tarifs varient beaucoup. Dans plusieurs régions du Canada, les tarifs sont nettement inférieurs à ceux imposés dans le Nord. Toutefois, en 1981, les tarifs de la CENC, en général, n'étaient pas les plus élevés au pays. Ce sont les consommateurs de l'Île-du-Prince-Édouard, desservis par la *Maritime Electric Company*, qui paient actuellement les tarifs les plus forts parce qu'ils consomment également de la thermo-électricité.

Tout comme il n'y a pas de tarif propre au sud du Canada, on serait peut-être mal avisé de s'en tenir uniquement au tarif moyen de la CENC. Plusieurs clients paient beaucoup plus que le tarif moyen et pour eux, l'électricité est très coûteuse. Toutefois, les tarifs moyens d'électricité dans les T.N.-O. sont nettement plus élevés que ceux en vigueur dans n'importe quelle province canadienne (Source: Voir l'annexe B portant sur l'évaluation des activités de la CENC, et l'annexe C concernant les installations de la CENC).

D. Les problèmes

Jusqu'au milieu des années 1970, la CENC a pu satisfaire une exigence majeure de sa loi habilitante, c'est-à-dire la récupération de ses frais, tout en imposant que des hausses de tarifs modestes. Toutefois, par la suite, devant l'escalade rapide des coûts, la CENC a jugé qu'elle devait nettement hausser ses tarifs uniquement pour rentrer dans ses frais.

Lors des audiences tenues dans le Nord par le sous-comité, au printemps et à l'automne de 1981, les membres ont retenu que la hausse des tarifs n'était qu'un des éléments à l'origine du mécontentement grandissant envers tout le système d'approvisionnement en électricité dans les Territoires.

Le principal message transmis au sous-comité par les témoins, était que la CENC, limitée par des contraintes financières, n'était pas en mesure de répondre aux demandes variées d'électricité de deux Territoires fort différents. Un certain nombre d'intervenants ont demandé la révocation de la Loi sur la CENC et affirme qu'elle avait bien servi, mais qu'elle ne les avantageait plus et, en fait, qu'elle pouvait même leur nuire. La CENC est même vue par certains comme un obstacle important à la solution du problème et même comme une cause importante de celui-ci.

Plusieurs suggestions visaient à rendre la CENC plus sensible aux préoccupations locales et davantage responsable envers les Territoires. Celles-ci visaient notamment le déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord, et même, en fait, dans deux villes du Nord, étant donné que cette recommandation était habituellement assortie d'une autre visant le fractionnement de l'entreprise en deux opérations territoriales. En fait, la majorité des intervenants envisageaient cette initiative uniquement comme une mesure intérimaire en attendant la création de sociétés de la Couronne territoriales tout à fait autonomes.

Les gouvernements territoriaux ont réclamé la création de sociétés territoriales distinctes, accompagnée du transfert des actifs libérés de la CENC. Les T.N.-O. ont toutefois reconnu que la radiation de la dette et le transfert des actifs n'allaient pas résoudre l'énorme problème du financement du coût des immobilisations et de la hausse prévue du coût du pétrole. Si la dette devait augmenter à nouveau, la nouvelle société de la Couronne serait handicapée.

On a soulevé une autre question reliée à la responsabilité, celle du rôle des régies des services publics, ces organismes territoriaux chargés de contrôler les tarifs d'électricité dans les Territoires. Les gouvernements territoriaux et les autres intervenants ont affirmé que la réglementation de la CENC par le gouverneur en conseil n'était pas adéquate . L'esprit de collaboration manifesté par la CENC, qui fournit ses tarifs aux régies, n'est pas jugé suffisant même si la bonne foi règne de part et d'autre. On estime que la CENC devrait se présenter devant les régies, en tant que requérante, au même titre que les sociétés privées d'utilité publique. On estime que les audiences publiques, où les plaintes concernant les tarifs peuvent être entendues, servent beaucoup mieux l'intérêt public qu'un simple examen par le Cabinet.

Les contraintes financières et juridiques imposées aux activités de la CENC ont été discutées en termes d'influence tant sur la planification à long terme que sur le coût du service. Les consommateurs du Nord ne veulent pas payer les déficits passés à même les tarifs courants, ce qui leur est imposé par les conditions d'emprunt plutôt rigoureuses imposées à la CENC. Ils soutiennent que tous les frais de la dette existante devraient être radiés ou encore que le gouvernement fédéral devrait acheter des actions de la société.

Les intervenants se sont dit préoccupés par les activités de la CENC, dans le Nord. Le public estime que la CENC a mal géré tant le projet Aishihik que les travaux d'expansion récents de la centrale de Snare River. Le sous-comité même a relevé des problèmes d'ordre technique qui devront être résolus. Par ailleurs, les gouvernements territoriaux et les consommateurs semblaient satisfaits des services fournis par les sociétés privées et estimaient leurs opérations efficaces.

Les intervenants, notamment les sociétés minières, ont en général favorisé un tarif basé sur le coût du service. Ils estimaient que la CENC ne devrait pas recourir à des programmes de subvention par recoupement pour équilibrer les tarfis, puisque, selon eux, ce rôle appartient aux entreprises d'utilité publiques, non pas au gouvernement, étant donné que les taux des entreprises d'utilité publique ne devraient pas constituer un véhicule pour assurer la prestation de programmes sociaux.

L'approche modérée de la CENC à la planification a été fort critiquée même si l'on a reconnu que le mandat et les ressources financières de la société prévenaient toute orientation à long terme, tout particulièrement en l'absence d'une politique fédérale sur l'énergie. Les sociétés minières souhaitaient voir l'adoption de programmes d'aménagement hydro-électrique à long terme, pour répondre aux besoins locaux. Par contre, d'autres jugeaient que la surexpansion était à l'origine du problème. Plusieurs personnes souhaitaient l'adoption d'un mécanisme amélioré d'autorisation pour les nouveaux projets d'aménagement hydro-électrique.

Partie III

STRUCTURES ADMINISTRATIVES DE RECHANGE

A. Origine, pouvoirs et responsabilités de la CENC

La Commission d'énergie du Nord canadien (la CENC) est le principal organisme de production et de transport d'électricité dans les Territoires. A titre d'agent du gouvernement fédéral, la Commission se voit confier des responsabilités en matière de planification, de gestion et d'exploitation des services d'électricité, en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (Voir annexe F). La loi ne force pas la CENC à fournir des services d'électricité partout dans le Nord et elle n'accorde pas à la Commission de droit exclusif à cet égard. C'est une politique gouvernementale qui précise que la CENC devrait être responsable de la production et du transport massifs de l'électricité, au nord du 60e parallèle.

Créée en 1948 sous le nom de Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, cette société de la Couronne devait fournir de l'électricité pour favoriser l'exploitation minière. En 1950, son champ d'activité fut étendu au Yukon, dans le même but. En 1956, un amendement à la loi lui donna un nouveau nom: la Commission d'énergie du Nord canadien. Par la même occasion, le mandat de la Commission était élargi pour lui permettre de fournir des «services d'utilité publique», définis comme étant des services d'électricité, de chaleur, d'eau, d'égout et de téléphone.

En 1975, les derniers changements qui furent apportés à la loi, permirent d'augmenter le nombre des représentants des Territoires à la Commission et d'aider, dans une certaine mesure, les agglomérations où le prix de l'électricité était élevé, en créant des zones tarifaires et en établissant des tarfis pour l'ensemble de chaque Territoire, au lieu d'établir les tarifs centrale par centrale, comme c'était le cas auparavant.

La loi habilite la CENC à conclure des accords concernant l'approvisionnement en électricité, à étudier des projets d'aménagement électrique et à construire ou à acquérir des installations pour répondre à ses besoins. Aux termes de la loi, la Commission doit suivre les directives qui lui sont données par le gouverneur en conseil ou par le ministre relativement à l'exercice de ses pouvoirs. Elle doit notamment soumettre au gouverneur en conseil les mesures visant l'expropriation des terres, les tarifs, y compris les provisions pour éventualités intégrées à ces tarifs, et les conditions des prêts qui lui sont consentis, tels qu'autorisés par le ministre des Finances.

Dans l'exercice de son mandat, la Commission n'est pas juridiquement assujettie aux institutions législatives ou réglementaires des Territoires. Dans l'exercice de certains de ses pouvoirs, la CENC est toutefois assujettie aux mécanismes réglementaires fédéraux. Si ces ouvrages influencent les eaux de l'un ou l'autre territoire, la CENC doit respecter les dispositions de la Loi sur les eaux intérieures du Nord. La Commission doit également respecter le Règlement fédéral sur l'utilisation des terres, adopté aux termes de la Loi sur les terres territoriales et elle peut être obligée de se procurer des permis pour construire ou exploiter des installations, notamment des centrales, des sous-stations et des lignes de transport et de distribution. De plus, à titre de société de la Couronne fédérale, la CENC devrait préparer des déclarations concernant les répercussions environnementales, pour se conformer au Processus fédéral d'examen des évaluations environnementales (PFEEE).

La Commission est considérée comme une société de l'Annexe C, aux fins de la Loi sur l'administration financière. Toutes les sociétés de la Couronne doivent faire approuver leurs budgets d'immobilisations par le gouverneur en conseil, mais le fait d'être classée comme société de l'Annexe C signifie que la Commission doit également soumettre un budget d'exploitation au ministre et au président du Conseil du Trésor. Cette classification, à l'Annexe C, peut surprendre puisque la Commission, en tant que fournisseur de biens au public, et du fait qu'elle peut habituellement mener ses affaires sans crédits budgétaires (i.e. crédits votés par le Parlement) a les qualités nécessaires, aux termes de la loi, pour être classée à l'Annexe D. La classification actuelle présente un avantage puisque la Commission ne paie pas d'impôt sur le revenu, mais elle présente aussi un désavantage puisque le gouvernement fédéral doit donner son autorisation pour que la Commission puisse parapher certains contrats et autres arrangements. Le sous-comité ignore la classification que le gouvernement a l'intention d'attribuer à la Commission, aux termes de la nouvelle loi qui régira les sociétés de la Couronne, tout comme l'importance que celle-ci pourrait avoir pour la Commission.

En bref, les pouvoirs et les responsabilités actuels de la CENC, retenus aux fins de l'étude du sous-comité, ont les incidences suivantes:

—la Commission n'est pas assujettie, juridiquement, à la compétence législative ou réglementaire des gouvernements territoriaux;

—la Commission doit se conformer à toutes les directives émises par le gouverneur en conseil ou le ministre, et transmises par le gouvernement fédéral;

—en tant que société classée à l'Annexe C, la Commission doit soumettre au gouvernement fédéral tant un budget d'immobilisations qu'un budget d'exploitation, et elle ne reçoit aucune compensation pour les activités qui desservent des objectifs nationaux plutôt que ses objectifs corporatifs; et

—le mécanisme décisionnel est ralenti et la responsabilité est diffuse du fait que plusieurs décisions doivent être approuvées par le gouvernement fédéral.

B. Organisation, gestion et administration de la CENC

La Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien constitue la CENC comme une société de la Couronne comprenant un président et quatre autres membres nommés par le gouverneur en conseil, un de ces membres nommé sur la recommandation du commissaire en conseil des Territoires du Nord-Ouest et un autre, sur la recommandation du commissaire en conseil du Territoire du Yukon. Ce pouvoir de recommandation constitue la limite de la compétence exercée par les gouvernements territoriaux sur la CENC. Aucun des membres recommandés par les gouvernements territoriaux ne peut occuper la présidence. Les cinq membres sont tous nommés par le Cabinet et, par conséquent, aucun terme ne limite leur mandat.

La CENC répond au Parlement par l'entremise du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, qui exerce une autorité générale tant sur les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon que sur leurs ressources et leurs affaires. Ce ministère a toujours considéré la Commission comme un organisme important de développement économique pour le Nord, en raison de son importance dans le domaine de l'approvisionnement énergétique des Territoires. Jusqu'en mars 1975, le président de la CENC était le sous-ministre de ce ministère. Même si le sous-ministre actuel demeure membre de la Commission, les autres membres de la Commission sont des résidants du Nord.

Le président est le premier administrateur de la Commission. Les autres administrateurs comprennent le directeur général, deux directeurs généraux adjoints et un contrôleur. Le président habite à Whitehorse et tous les autres administrateurs habitent à Edmonton. Un directeur général adjoint est chargé des affaires publiques et corporatives, y compris l'établissement des tarifs. L'autre directeur général adjoint est responsable des opérations et des travaux de génie.

Au début des années 70, la CENC a vivement accéléré ses opérations et, entre 1970 et 1976, le nombre de centrales acquises ou construites est donc passé de 21 à 56, pour se stabiliser à ce niveau. Des bureaux régionaux ont été ouverts à Whitehorse en 1970 et à Yellowknife en juin 1971, pour améliorer les communications internes, le service à la clientèle et l'expertise technique. Les directeurs des bureaux régionaux sont comptables envers le directeur général adjoint chargé des opérations.

Les responsabilités relatives aux affaires publiques et corporatives et aux travaux de génie sont actuellement centralisées à l'administration centrale d'Edmonton. Les responsabilités opérationnelles sont décentralisées et réparties entre les administrateurs régionaux, à Whitehorse et à Yellowknife, et entre les surveillants régionaux répartis par tout le territoire, pour permettre l'accès aux diverses agglomérations desservies par la CENC.

Durant l'exercice 1980-1981, les effectifs s'établissaient à 330 personnes, dont 304 employés permanents et 26 exploitants contractuels de petites centrales automatiques. Le complément de main-d'oeuvre locale s'établissait à 251 personnes, dont 50 étaient originaires du Nord.

La Commission recourt beaucoup au service d'experts-conseils pour soutenir le travail de l'administration centrale. Elle fait régulièrement appel à des experts-conseils pour prévoir la demande et planifier les installations, de même que pour aider à préciser la position de la Commission sur diverses questions d'intérêt public. En règle générale, ces experts-conseils entretiennent une relation suivie avec la Commission, même si, ces derniers temps, la Commission a fait appel à plusieurs cabinets d'experts-conseils pour procéder à la planification des installations. En recourant à ces experts-conseils, la Commission cherche à s'assurer le même niveau d'expertise que celui qui est accessible aux grandes entreprises d'utilité publique, ailleurs au pays, grâce à un personnel important.

Voici en résumé, les incidences importantes au chapitre des pratiques d'administration et de gestion en usage à la CENC, pour les fins des travaux du sous-comité:

—même si les opérations de la Commission sont décentralisées, plusieurs fonctions qui revêtent un grand intérêt pour les consommateurs et les gouvernements territoriaux, notamment au chapitre de la planification et de l'établissement des tarifs, sont centralisées à Edmonton; et

—la Commission est relativement petite par rapport à la plupart des entreprises canadiennes d'utilité publique et pour obtenir certains services accessibles à ces grandes entreprises à même leurs ressources internes, la Commission doit recourir aux services d'experts-conseils.

C. Déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord

Jusqu'en 1973, l'administration centrale de la CENC était située à Ottawa. Durant la période d'expansion qui a marqué le début des années 1970, l'addition de plus de 30 centrales et l'accroissement de la demande de l'industrie minière, tout particulièrement au Yukon, a incité la CENC à envisager de déménager son administration centrale à un endroit

plus pratique, ce qui a soulevé un débat quant à l'endroit le plus approprié. Chaque capitale territoriale a été envisagée, mais, en fin de compte, Edmonton a été retenue, comme formule de compromis.

Le déménagement à Edmonton a permis à la société de se rapprocher de ses clients et des gouvernements territoriaux en réduisant les pertes de temps occasionnées par les déplacements. Des bureaux régionaux avaient déjà été mis sur pied à Yellowknife et à Whitehorse et on estimait que la liaison avec ces deux bureaux serait beaucoup plus facile à assurer depuis Edmonton. Toutefois, le choix d'Edmonton comme siège de l'administration centrale a eu pour résultat d'éloigner la direction des décisionnaires d'Ottawa tout en ne la rapprochant pas assez de ses clients nordiques.

Le fait que l'administration centrale de la CENC ne soit pas physiquement accessible a pris de plus en plus d'importance au fur et à mesure que les résidants du Nord se sont davantage préoccupés de la responsabilité de la Commission. Ceux-ci, préoccupés par la hausse rapide des tarifs, ont attribué à l'éloignement de l'administration centrale le fait qu'on n'ait pas accordé une attention adéquate aux besoins du territoire desservi. Même si la présence d'Ottawa était moins visible, elle n'est pas disparue de l'esprit des résidants du Nord tout simplement en facilitant les déplacements entre la CENC et ses clients nordiques. Au lieu d'entreprendre la première étape du processus d'acclimatation au Nord, le déménagement vers Edmonton a plutôt exacerbé les problèmes existants. On semble de plus en plus s'entendre, dans les deux Territoires, sur le fait que l'administration centrale de la CENC devrait être établie au nord du 60e parallèle.

Le rapport annuel de 1981 de la Commission précisait que l'un de ses objectifs premiers était de déménager son administration centrale vers le Nord. La Commission a examiné divers emplacements de même que les incidences d'un tel déménagement sur les agglomérations, sur ses clients, sur ses employés et sur l'administration de la CENC. La Commission a également étudié le coût d'un tel déménagement et ses répercussions sur les tarifs d'électricité.

Suite à ces études, la Commission a conclu qu'elle devrait déménager son administration centrale, de façon progressive, en déplaçant d'abord les employés affectés aux opérations et aux travaux de génie, vers les bureaux régionaux de Whitehorse et de Yellowknife, tout en maintenant à Edmonton le personnel affecté aux affaires corporatives, financières et administratives. Cette décision n'a été prise qu'après avoir conclu que l'objectif ultime—notamment la délégation complète des pouvoirs à chaque territoire—n'était pas approprié à ce stade-ci.

La CENC estime que le nombre d'employés qui devront déménager, les coûts exceptionnels et les coûts susceptibles de se répéter, reliés au déménagement, s'établiront comme suit:

Phase I	Yukon	T.N.-O.
Nombre d'employés	13	30
Coût exceptionnels	$459,550	$1,054,950
Coûts susceptibles de se répéter	$210,460	$ 488,020
Phases ultérieures		
Nombre d'employés	11	45
Coût exceptionnels	$809,250	$2,477,493
Coûts susceptibles de se répéter		
—première année	$366,612	$ 975,930
—deuxième année	$402,276	$1,236,075

Ces sommes ne comprennent pas une provision pour éventualités de 10 p. 100, établie par la CENC pour les frais imprévus. Ce déménagement étalé prévoit qu'une dizaine de personnes, affectées aux affaires corporatives de la société, demeureront à Edmonton pour fournir les services de secrétariat, des services de renseignements informatisés de même que certains services financiers et de vérification interne.

Les coûts de la Phase 1 ont été prévus en détail et prévoient les postes suivants:

—des frais de recrutement estimés à $16,000 pour chacun des 34 employés qu'on prévoit recruter dans le Sud et à $1,000 pour chacun des neuf employés qu'on prévoit recruter dans le Nord;

—des bonis d'intéressement pour les employés qui n'ont pas l'intention de déménager dans le Nord;

—des frais de déménagement d'environ $20,000 pour chacun des cinq employés qui devront quitter Edmonton;

—des différences de salaires de $10,420 pour correspondre aux salaires et aux allocations versés aux employés d'autres organismes qui oeuvrent dans le Nord;

—des frais additionnels de recrutement et de déménagement suite au roulement plus élevé des employés, dans le Nord;

—le coût de l'espace à bureaux, du mobilier et du matériel (aucune réduction de coût compensatoire n'est incluse dans le cas du bureau d'Edmonton, puisque ce bureau sera vraisemblablement encore nécessaire jusqu'à une étape ultérieure du déménagement); et

—le coût d'un employé supplémentaire pour le Yukon et de deux employés supplémentaires pour les T.N.-O.

Ces coûts supposent que les étapes ultérieures du déménagement seront échelonnées sur plusieurs années. Les frais nettement supérieurs par employé reflètent le fait que certains frais, par exemple les bonis d'intéressement, devront peut-être être payés durant toute la période. Un déménagement étalé entraîne donc certains frais supplémentaires.

Étant donné les incidences financières d'un déménagement et l'influence possible du rapport du sous-comité et des rapports présentement en voie de préparation au ministère, le ministre a repoussé l'autorisation du déménagement progressif de la Commission vers le Nord.

Le sous-comité estime que toute société d'utilité publique fournissant de l'électricité dans le Nord devrait y être localisée, mais qu'il serait malheureux d'engager des sommes additionnelles pour le déménagement de la CENC vers le Nord, de prendre des engagements non moins importants envers ses employés et d'aménager des installations permanentes, si les problèmes de structures administratives ne sont pas résolus. Le moment est venu de décider si les gouvernements territoriaux et les sociétés privées d'utilité publique doivent participer au service de l'énergie dans le Nord. On pourra réaliser des économies réelles et on évitera de nuire à la carrière de certains employés, si les décisions administratives à plus long terme sont prises avant d'entreprendre le déménagement. Toutefois si les responsabilités de la CENC ne sont pas déléguées aux gouvernement territoriaux, le personnel de la CENC devrait déménager dans le Nord le plus tôt possible.

D. Le remplacement de la CENC par des sociétés de la Couronne territoriales

Le mémoire de la CENC présenté au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, dans lequel elle propose un déménagement vers le Nord, précise que ce déménagement n'est proposé que parce que la réalisation de l'objectif ultime, c'est-à-dire la délégation complète des pouvoirs à chaque territoire, ne semble pas appropriée à ce stade. Aucun motif n'a été invoqué à l'appui de cette affirmation, si ce n'est la dépendance continue à l'égard du Trésor fédéral qu'entretiendra toute entreprise d'utilité publique oeuvrant dans le Nord. Le sous-comité estime que cette option mérite d'être approfondie.

Même si plusieurs résidants du Nord appuient le déménagement de la CENC vers cette région, ils le considèrent uniquement comme un premier pas devant conduire à une délégation complète des responsabilités actuelles du gouvernement fédéral dans le domaine de l'électricité, aux Territoires. Le Gouvernement du Yukon s'oppose au déménagement de l'administration centrale de la CENC, à ce moment-ci, et préférerait plutôt la délégation immédiate de ses responsabilités aux gouvernements territoriaux. Bien que le mémoire présenté par le Gouvernement des T.N.-O. au sous-comité appuie le déménagement de la CENC, il appuie également la possibilité de créer une société de la Couronne territoriale.

Le sous-comité estime que l'entreprise d'utilité publique qui desservira le Nord devra être davantage identifiée aux territoires géographiques desservis, aux consommateurs qui

paient le coût du service et aux autorités politiques du territoire desservi. La CENC se retrouve actuellement dans la pire des situations. Comme son administration centrale se trouve à Edmonton, la société est éloignée du centre décisionnel d'Ottawa; en effet, elle n'est pas suffisamment rapprochée pour porter ses problèmes à l'attention des décisionnaires d'Ottawa et elle ne peut facilement influencer les décisions prises par ceux-ci. De plus, la CENC représente le gouvernement fédéral qui pourrait facilement, à tort ou à raison, devenir la cible des résidants du Nord.

Le principal argument avancé pour maintenir l'administration centrale à Edmonton, notamment la facilité pour la Commission de recruter son personnel, est mis en doute par le sous-comité pour les motifs suivants:

—les employés d'Edmonton quittent la société de toute manière, étant donné les multiples occasions qui leur sont offertes en Alberta et le caractère manifestement temporaire de l'administration centrale à cet endroit;

—certaines compétences techniques et opérationnelles, actuellement en poste à Edmonton, se trouvaient auparavant au niveau régional;

—les besoins en personnel dans les domaines de la comptabilité, de l'information et de l'administration, pourraient être satisfaits dans les régions nordiques comme Whitehorse et Yellowknife; et

—certaines des fonctions existantes pourraient bien ne pas être nécessaires, après le déménagement.

Un autre argument moins convaincant en faveur du maintien du bureau d'Edmonton invoque la crainte qu'un déménagement vers le Nord ne se traduise par la création de deux administrations centrales au lieu d'une seule, ce qui entraînerait un chevauchement d'activités ou encore un affaiblissement du niveau de compétence par suite du fractionnement des tâches. Le sous-comité estime toutefois que les besoins des deux territoires sont suffisamment différents pour qu'on s'attache à les satisfaire de façon distincte.

Les mémoires et les audiences révèlent manifestement que les deux Territoires désirent voir un fractionnement de la CENC et que chaque élément soit géré par des personnes en poste dans chaque territoire et soit assujetti à la compétence législative et réglementaire de chaque gouvernement territorial. Voici les arguments avancés à cet effet:

—la décentralisation administrative en faveur des Territoires respecte l'évolution normale qui doit les conduire au statut de province;

—l'électricité est un instrument majeur de développement économique et, sans celui-ci, les Territoires ne contrôlent qu'une partie de leur avenir;

—l'électricité n'est qu'une source d'énergie parmi d'autres et sa mise en valeur doit être harmonisée avec les autres sources d'énergie;

—les consommateurs d'électricité dans les Territoires demeureront désaffranchis aussi longtemps que les organismes de réglementation territoriaux n'exerceront pas d'autorité réelle sur la CENC.

Le gouvernement fédéral pourrait vouloir traiter les deux Territoires de la même façon, et l'entreprise d'utilité publique unique est avantagée à cet égard, mais les travaux du sous-comité indiquent que cette démarche pourrait s'avérer contraire aux besoins réels des Territoires. Voici certaines différences manifestes qui influencent les besoins en électricité des deux Territoires:

—les caractéristiques géographiques et démographiques du Yukon favorisent nettement l'exploitation d'un réseau d'énergie intégré unifié, alors que dans les T.N.-O., plusieurs régions, n'ont que peu de chance de jouir d'un réseau intégré;

—la partie est des T.N.-O., contrairement au reste du Nord, devra vraisemblablement toujours dépendre, dans une certaine mesure, de la thermo-électricité;

—les gouvernements et les personnes qui en reçoivent un soutien financier continueront vraisemblablement à consommer une part proportionnellement plus importante de l'électricité dans l'est des T.N.-O. que de celle du Yukon; et

—les sociétés privées d'utilité publique jouent actuellement un rôle relativement plus important au Yukon que dans les T.N.-O.

Pour tous ces motifs, le sous-comité préfère remplacer la CENC par une autre structure qui permette à chaque gouvernement territorial d'assurer la livraison de l'électricité d'une façon qui corresponde aux besoins spécifiques et au niveau actuel de développement de chaque Territoire.

Après avoir conclu que la responsabilité première en matière d'électricité, au niveau des Territoires, devrait revenir aux gouvernements territoriaux, le sous-comité reconnaît également que le gouvernement fédéral a certaines responsabilités constitutionnelles et nationales envers le Nord et que les deux Territoires ne pourront vraisemblablement survivre sans une aide financière fédérale. Jusqu'à ce que le gouvernement fédéral confère aux Territoires le statut complet de province, il conserve certaines responsabilités résiduelles en matière de surveillance, auxquelles il ne peut se soustraire. De plus, le gouvernement fédéral demeure directement engagé dans la gestion des ressources, notamment de l'eau, et conserve certaines obligations envers la population autochtone du Canada, obligations dont certains aspects font l'objet de revendications qui n'ont pas encore été satisfaites. Les ressources pétrolières et gazières du Nord seront également appelées à jouer un rôle important, dans le cadre du Programme énergétique national, et le gouvernement fédéral estime que ces ressources seront appelées à satisfaire des besoins tant nationaux que territoriaux. De plus, dans un avenir prévisible, le soutien du gouvernement fédéral, sous une forme ou sous une autre, sera essentiel au financement de tout grand projet d'aménagement dans le Nord. Enfin, les propres programmes du gouvernement fédéral consomment une quantité importante d'énergie dans le Nord, et, comme tout autre consommateur, le gouvernement fédéral doit surveiller ses intérêts. Pour tous ces motifs, le sous-comité reconnaît que toute solution administrative au problème devra prévoir une présence fédérale soutenue.

Ceci ne veut toutefois pas dire que le gouvernement fédéral doive participer directement au service de l'énergie dans le Nord. Le gouvernement fédéral a progressivement délégué plus de pouvoirs aux gouvernements territoriaux pour leur permettre de subvenir à leurs propres besoins, tout en finançant une partie importante du coût des services qu'ils demandent. En procédant à l'examen des propositions de dépense sousmises par les gouvernements territoriaux, le gouvernement fédéral se réserve un moyen très efficace d'influencer leurs décisions.

Le sous-comité estime qu'aucun motif convaincant n'a été invoqué pour retarder la délégation complète des responsabilités opérationnelles en matière d'électricité dans le Nord. Le gouvernement fédéral peut protéger ses intérêts en participant à la planification et au financement des nouveaux projets d'aménagement d'envergure; cette question sera reprise un peu plus loin.

E. L'apport des sociétés privées d'utilité publique

Avant d'aborder la question du coût de la délégation complète des responsabilités de la CENC aux Territoires, à ce stade-ci, il importe d'envisager le rôle des sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent présentement dans le Nord. Tel qu'énoncé dans les pages précédentes, des filiales de l'*Alberta Power Limited* fournissent de l'électricité aux résidants du Yukon. L'*Alberta Power Limited* est un important producteur et distributeur d'électricité en Alberta, tout particulièrement dans le nord de l'Alberta, et une autre filiale de la société mère, la *Canadian Utilities Limited*, une société dont les actions sont transigées sur le marché public, participe à la distribution du gaz en Alberta. L'*Alberta Power* produit et distribue également de l'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest, à Hay River, et dans certaines petites agglomérations voisines.

Une autre société privée d'utilité publique, la *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.*, distribue la majeure partie de l'électricité dans la région de Yellowknife. Cette société et d'autres filiales de la société mère, l'*Inter-City Gas Corporation*, sont actives sur le marché de la distribution du gaz, dans presque tout le Canada. La région de Yellowknife est toutefois le seul endroit où ces sociétés distribuent de l'électricité.

Certaines sociétés, qui procèdent à la mise en valeur des ressources naturelles, produisent également de l'électricité dans les Territoires, pour leur propre usage. Habituellement, ces entreprises utilisent de petites génératrices au diesel, du genre de celles qu'utilisent les sociétés publiques et privées d'utilité publique; une société minière, la *Cominco Ltd*, exploite même une petite centrale hydro-électrique, près de Yellowknife. Ces sociétés subviennent généralement à leurs propres besoins en électricité soit parce qu'elles n'avaient pas accès à l'électricité, soit parce que les services publics ne voulaient pas leur fournir le service, soit parce que les délais prévus pour obtenir les services nécessaires étaient trop longs.

Les sociétés privées d'utilité publique, tout comme la CENC, fournissent plusieurs services depuis Edmonton. Ceux-ci comprennent notamment les services habituels de gestion

fournis par une administration centrale, des services de consultation et de surveillance technique spécialisée, des services de planification, d'administration des tarifs et d'établissement des budgets, des services de facturation, de comptabilité et de gestion de liquidités, ainsi que des services d'approvisionnement, de personnel et de relations publiques. Ces services sont fournis par le même personnel et grâce aux mêmes systèmes qu'on utilise pour les opérations albertaines.

Les sociétés publiques et privées d'utilité publique emploient des électriciens ou des opérateurs de machine diesel qui ont acquis une solide expérience pratique de l'exploitation de leurs installations dans les Territoires. Ces sociétés recourent aux services de contractuels à temps partiel pour assurer l'exploitation de leurs installations dans les régions reculées. Le personnel administratif en poste dans les Territoires s'occupe principalement du service à la clientèle et de la perception des comptes.

L'accroissement de l'importance et de la complexité des moyens choisis pour alimenter le Nord en électricité nécessite un niveau élevé de ressources techniques. Toute entreprise d'utilité publique qui oeuvre dans le Nord sera sans aucun doute un nain comparée aux géants qui alimentent le reste du Canada en énergie. Toute entreprise d'utilité publique du Nord qui chercherait à être indépendante se lancera dans une entreprise qui risque de s'avérer coûteuse et risquée: coûteuse, parce que les ressources spécialisées ne peuvent être utilisées sur une base soutenue; risquée, du fait que les ressources inutilisées se détériorent rapidement. Plusieurs personnes estiment que le Nord devrait abandonner les petites sources d'électricité simples pour adopter des systèmes intégrés plus élaborés. Au cours des années 1970, la CENC a recruté le personnel nécessaire pour entreprendre la mise en place d'installations hydro-électriques plus complexes, mais la controverse suscitée par le projet Aishihik et, plus récemment, par l'expansion des installations de Snare River, laisse croire que cette démarche est loin d'être heureuse. La société recourt maintenant souvent aux services d'experts-conseils de l'extérieur, mais il est encore trop tôt pour évaluer les résultats de cette option. Une autre solution, qui n'a pas encore été tout à fait éprouvée, consiste à faire appel davantage aux ressources des sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord ou dans les régions voisines.

Un autre facteur milite en faveur de cette solution. Les entreprises d'électricité assurent un service vital pour leurs clients. Ainsi, les besoins d'un consommateur peuvent souvent venir en conflit avec l'ensemble des besoins du réseau. Les gouvernements peuvent, en toute légitimité, protéger les intérêts de leurs citoyens sans pour cela participer directement aux opérations, car alors, les méthodes gouvernementales, qui insistent beaucoup sur l'universalité, l'équité et la prudence, pourraient retarder indûment les décisions et conduire à l'inefficacité.

Enfin, il est bien évident que les chevauchements accroissent manifestement les coûts. La ligne de partage entre la CENC et les sociétés privées d'utilité publique, dans le Nord, a été déterminée par l'évolution des événements et non pas par des considérations d'ordre opérationnel. La CENC produit et vend de l'électricité en gros, mais la *Yukon Electrical* en fait autant. La CENC distribue de l'énergie au détail, ce qui est un des rôles premiers des

sociétés privées. Ainsi, les deux sociétés peuvent avoir besoin des mêmes compétences et du même matériel. Même si les sociétés collaborent au niveau opérationnel, ce chevauchement se traduit manifestement par des inefficacités.

Pour résumer, même si le sous-comité voit des avantages au maintien de la participation des sociétés privées d'utilité publique dans le Nord, et envisage même la possibilité de réduire les chevauchements actuels, les arrangements précis entre une société de la Couronne territoriale et une société privée d'utilité publique sont loin d'être aussi articulés. Parmi les options à envisager, retenons les suivantes:

—le transfert de toute la distribution de l'électricité aux sociétés privées d'utilité publique;

—la possibilité que des sociétés privées d'utilité publique puissent participer, à titre de partenaires, à l'exploitation d'installations électriques, justifiées sur le plan économique et ne faisant l'objet d'aucune subvention du Trésor public; et

—le recours aux sociétés privées d'utilité publique pour exploiter les installations électriques appartenant aux administrations territoriales, et leur indemnisation grâce à des honoraires de gestion ou à des arrangements en fonction d'un prix maximal.

Les sociétés privées d'utilité publique, telles que décrites à la Partie VI, voient surtout à investir des fonds, et non pas à gérer des installations pour en retirer des honoraires. Ces sociétés estiment néanmoins qu'elles peuvent fournir de l'électricité dans le Nord d'une façon plus économique que la CENC. Une société de la Couronne territoriale pourrait être en mesure de négocier un accord qui assure aux sociétés privées d'utilité publique le stimulant dont elles ont besoin pour réaliser des économies tout en leur accordant une indemnisation équitable pour reconnaître leurs efforts.

Après avoir examiné les arrangements actuels sur le plan administratif, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

—les gouvernements territoriaux n'ont presque aucune compétence législative et réglementaire à l'égard de la CENC, puisqu'il s'agit d'une société de la Couronne fédérale;

—les pouvoirs, les procédés budgétaires et les mécanismes décisionnels du gouvernement fédéral ne rendent pas la CENC pleinement responsable envers la population qu'elle dessert;

—bien que la CENC est loin de ses clients et des gouvernements territoriaux, son déménagement vers le Nord, entraînerait des coûts additionnels et des engagements importants à long terme; et

—toute entreprise d'utilité publique desservant uniquement le Nord, aurait de la difficulté à obtenir toute l'expertise nécessaire.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

1) Le gouvernement fédéral devrait amorcer des discussions avec les gouvernements territoriaux en vue de créer des sociétés de la Couronne territoriales distinctes qui assumeraient les responsabilités actuelles de la CENC.

2) La CENC ne devrait pas déménager vers le Nord si la possibilité d'une délégation complète, par le fédéral, des responsabilités de la CENC, aux gouvernements territoriaux n'est pas rapidement acceptée.

3) Les gouvernements territoriaux devraient amorcer des discussions avec la CENC et avec les sociétés privées d'utilité publique, pour déterminer comment elles pourraient aider les sociétés de la Couronne territoriales à remplir leur mandat.

Partie IV

LE BESOIN D'ORIENTATION ET DE COORDINATION EN MATIÈRE DE PLANIFICATION

A. Le problème

La planification de l'électricité vise à assurer un service sécuritaire, fiable et financièrement viable. La planification de l'électricité commence par une prévision de la charge reflétant la demande ultérieure d'électricité. La prévision de la charge est devenue un travail de plus en plus important en cette période de hausses du coût de l'énergie et d'inflation. Une importance croissante est accordée à l'énergie de remplacement, à l'économie de l'énergie et à son utilisation efficace. En raison d'une économie basée sur les ressources naturelles, le Nord est déjà sensible à une évolution incertaine qui sera vraisemblablement fort influencée par toutes ces nouvelles tendances.

L'autre élément variable de l'équation, c'est-à-dire l'approvisionnement, devrait pouvoir neutraliser l'incertitude à ce niveau en prévoyant une marge de sécurité suffisante pour assurer l'équilibre entre la capacité et la demande. Lorsque les prévisions de la charge sont incertaines, on devrait pouvoir réagir assez rapidement pour accroître la capacité du système. Dans le Nord, l'éloignement et le climat permettent difficilement au système d'électricité de répondre à des besoins énergétiques spéciaux sans avoir à immobiliser un capital excessif ou sans encourir des dépenses excédentaires pour des mesures d'urgence.

L'absence de mandat et de ressources financières ainsi que certaines difficultés enregistrées en ce qui a trait aux projets ont amené la CENC à adopter une attitude prudente en matière de planification, dans une période où la capacité du service d'électricité à répondre aux besoins du Nord devient des plus cruciales. La politique gouvernementale qui limite le rôle des sociétés privées d'utilité publique, sur le plan de l'approvisionnement énergétique des territoires situés au nord du 60e parallèle, a empêché celles-ci de satisfaire plus efficacement les besoins.

Durant les audiences du sous-comité, plusieurs personnes ont attribué le coût élevé de l'énergie à l'absence de planification adéquate, par le passé. La CENC s'est défendue en invoquant l'absence des fonds nécessaires pour effectuer des enquêtes appropriées sur le terrain et des études de faisabilité. Les entreprises privées d'utilité publique ont déclaré que, même si elles sont très près de leurs clients, la CENC leur demande rarement leur avis sur les besoins ultérieurs du Nord en électricité. Les clients industriels se sont plaint des retards apportés à satisfaire leurs besoins. Enfin, les gouvernements territoriaux ont insisté sur l'importance de l'électricité pour leur développement économique et se sont opposés à laisser leurs destinées entre les mains d'une agence fédérale. Ils ont également estimé que leurs régies des services publics sont inefficaces si elles ne peuvent exercer un contrôle sur les installations futures des entreprises d'utilité publique.

Le fait d'attribuer le blâme ainsi ne résoudra pas le problème. En fait, tous les participants à la planification font un bon travail. Le problème vient du fait que la planification s'effectue dans un vacuum, sans orientation de la part des gouvernements fédéral et territoriaux.

Les audiences du sous-comité ont également fait ressortir que les responsabilités de la Commission d'énergie du Nord canadien et des entreprises privées d'utilité publique sont trop restreintes pour qu'il leur soit possible de planifier comme elles le devraient. De nombreux témoins qui ont comparu devant le sous-comité estimaient qu'il faudrait accorder plus d'importance aux sources énergétiques de remplacement comme le charbon, le vent, le bois, le gaz naturel, le propane et la fission nucléaire. L'implantation de certaines de ces énergies de remplacement nécessitera d'importants apports de capitaux, et devrait dont être soigneusement planifiée. Le sous-comité n'a pas étudié en détail les possibilités que présentent ces sources d'énergie, puisque cela ne faisait pas partie de son mandat. Il est cependant clair que la planification future de la production d'électricité au nord du 60e parallèle doit tenir compte de toutes les sources d'énergie. Les gouvernements fédéral et territoriaux font maintenant des études sur ces techniques de remplacement. Une planification de cette nature devrait se poursuivre tant sous la direction des gouvernements que sous celle des services publics.

La planification devrait également tenir compte de la possibilité d'intégrer les grilles de la Colombie-Britannique et de l'Alberta et de mettre sur pied des projet de grande envergure pour l'exportation d'énergie vers le Sud. Toutes ces questions nécessitent une participation gouvernementale.

B. Mécanismes existants

Les pages qui suivent décrivent la démarche actuelle suivie pour procéder à la planification de l'électricité dans le Nord.

1. Prévision de la demande

Actuellement, la CENC fait appel aux services d'une firme d'experts en recherche économique pour assurer la mise à jour annuelle de la prévision des besoins en électricité de

chaque territoire, pour les 20 prochaines années. Cette société fait des entrevues auprès de consommateurs et analyse les données disponibles pour prévoir la demande d'électricité dans les diverses composantes du système, tout particulièrement celles qui pourraient affecter les besoins en hydro-électricité, qui exigent une période de planification plus longue. Les prévisions se font sur une base annuelle pour les cinq premières années, et sur une base quinquennale par la suite.

La CENC établit aussi ses propres prévisions internes de la demande. En utilisant tans ses prévisions internes que des prévisions extérieures, la CENC évalue la pertinence de ses installations existantes en regard de la demande prévue. Pour décider si une centrale additionnelle est requise, la société établit certains critères de réserve pour diverses grandeurs de centrale, en se basant sur un facteur qui reflète la charge de pointe et l'importance des installations requises pour desservir l'agglomération. La société évalue ensuite la capacité additionnelle requise à chaque endroit et compare celle-ci aux unités qui seront mises en service durant la période. Elle procède ainsi pour prévoir la capacité de production nécessaire pour satisfaire la demande future.

Même si cette méthode devrait permettre de disposer de l'électricité nécessaire lorsque celle-ci est requise, la faible charge de base, dans la plupart des agglomérations, et l'absence d'interconnexion entre les systèmes qui les desservent, font que la CENC peut être fort touchée par la décision d'un gros consommateur industriel d'ouvrir ou de fermer ses portes. Par exemple, les mines *Whitehorse Copper* et *Giant Yellowknife* envisagent de fermer leurs portes. Par ailleurs, d'autres mines pourraient décider de reprendre leurs activités, dépendant du prix éventuel des métaux. La CENC peut donc difficilement prévoir la construction d'installations hydro-électriques, avec une certitude relative, en raison des longues périodes de planification nécessaires et des importants blocs d'énergie en cause.

En raison de leurs dimensions plus réduites et de leur disponibilité plus rapide, les centrales au diesel pourraient s'avérer le moyen le plus économique de répondre à la demande incertaine. Malheureusement, lorsque l'accroissement de la demande entraîne une hausse des coûts supérieure à celle qu'on aurait enregistrée si l'on avait aménagé des installations hydro-électriques, on estime qu'il s'agit d'une mauvaise planification de la part de la CENC. Comme la CENC n'a pas les moyens de financer une capacité excédentaire, elle n'est pas en mesure de prendre le genre de risques d'entreprise qui aurait pu prévenir une hausse aussi importante du prix de l'électricité que celle qu'on enregistre actuellement dans le Nord.

2. Planification des installations

La Loi sur la CENC, conformément à l'article 14.(1), autorise un déboursé, à même le Fonds du revenu consolidé, de $50,000 pour examiner un projet et estimer les immobilisations requises et les tarifs exigibles. Ces frais doivent être imputés aux projets entrepris ou aux crédits budgétaires du gouvernement fédéral si le projet ne va pas plus loin.

Des fonds plus adéquats ont été autorisés récemment à cette fin, au Yukon; ces dépenses sont inscrites aux prévisions budgétaires. La CENC s'est vu octroyer $3,150,000 pour effectuer des études avant le 30 septembre 1983; ces fonds doivent être remboursés si les projets vont de l'avant, et ils servent à financer des études de préfaisabilité sur deux grandes centrales hydro-électriques (les centrales Mid-Yukon et Granite Canyon), trois centrales moyennes (les centrales Houle Canyon, Ross Canyon et False Canyon), et quelques centrales de moindre importance. Ces études permettront de déterminer les centrales hydro-électriques nécessaires selon diverses possibilités de croissance de la demande; bien entendu, il faudra encore plusieurs années avant que les études complètes de faisabilité, les études environnementales, les mécanismes de réglementation et les travaux de conception détaillés soient achevés et qu'on entreprenne la construction des centrales.

La CENC a demandé d'autres fonds, à cette fin, tant au Yukon qu'aux Territoires du Nord-Ouest. La Commission s'est vu répondre que ses demandes seront mises dans l'enveloppe du ministère, et qu'elles se verront attribuer un cote de priorité en regard des autres propositions de dépenses émanant de ce ministère et qu'il sera impérieux de relier les études proposées aux besoins énergétiques anticipés.

La CENC a mis sur pied un conseil des projets pour surveiller tous les aspects de la construction des projets; le conseil est directement responsable devant la Commission. Les membres du conseil ont une grande compétence en matière de finances et de développement des services publics. De plus, en 1980, un comité de planification stratégique, qui réunit des cadres supérieurs, a été créé pour examiner les projets à long terme et prendre des décisions à cet égard.

3. Planification financière

A titre de société de la Couronne inscrite à l'Annexe C, la CENC doit soumettre tant un budget d'immobilisations qu'un budget d'exploitation au Conseil du Trésor, par l'entremise de son ministre. Cette exigence s'applique même si la Commission ne reçoit habituellement pas de fonds par la voie des crédits budgétaires. Les crédits non budgétaires, qui permettent de consentir des prêts pour divers projets d'immobilisations, sont approuvés sur une base individuelle et répertoriés dans les prévisions budgétaires fédérales.

Une planification plus détaillée se fait grâce aux démarches nécessaires à la préparation des mémoires sur les tarifs, destinés aux régies des services publics des Territoires. Les dépenses sont établis pour chaque centrale et sont comparées aux recettes réalisées selon les tarifs existants; les tarifs proposés devraient permettre de réaliser des rentrées suffisantes pour couvrir, en gros et pour chaque territoire, tous les coûts.

Les mémoires sur les tarifs sont basés sur une répartition complète de tous les coûts. Les mêmes données sont regroupées en fonction des responsabilités, c'est-à-dire sans répartir entre les gestionnaires les coûts dont ils ne peuvent être tenus responsables. Ceci permet

d'obtenir les renseignements nécessaires à des fins de contrôle budgétaire et d'établissement des rapports financiers pour l'exercice.

4. Méthodes de planification des sociétés privées d'utilité publique

Les méthodes de planification des sociétés privées ne sont pas très différentes de celles de la CENC. Toutes les sociétés préparent des plans échelonnés sur plusieurs années où elles évaluent leurs dépenses, leurs recettes et leurs besoins en capital. Les sociétés soumettent leurs tarifs aux régies des services publics, de façon irrégulière, puisqu'elles sont autorisées à appliquer les augmentations adoptées par la CENC, sans avoir à les justifier davantage.

Les dépenses pour l'étude d'emplacements sont envisagées avec beaucoup de prudence puisque les études sur des projets qui ne sont pas réalisés ne sont pas admises aux fins de la détermination de la base tarifaire. Les procédés de contrôle budgétaire et de rapport ressemblent à ceux adoptés par la CENC.

C. Un moyen de coordination

La planification dans le Nord doit manifestement se faire à plusieurs niveaux. Comme première étape de la planification, il importe d'avoir une politique énergétique claire. Dans les Territoires, la politique énergétique demeure la responsabilité première du gouvernement fédéral, de par sa compétence actuelle sur les terres territoriales et les ressources. Néanmoins, la participation des gouvernements territoriaux demeure essentielle si l'on veut que les priorités ne soient pas déterminées uniquement pour réaliser les objectifs du gouvernement fédéral en matière de remplacement du pétrole, mais pour en assurer la pertinence en regard des sources et des besoins énergétiques régionaux. Par le passé, l'absence d'une politique énergétique globale et éclairée dans le Nord a encouragé la planification *ad hoc*, par la CENC, des installations de production d'électricité. Comment cette société peut-elle entreprendre la planification de grands projets échelonnés sur de longues périodes, en l'absence de priorités gouvernementales?

Au niveau suivant de la planification, c'est-à-dire à celui de l'électricité, la CENC a la responsabilité première, même si la décision finale lui échappe. Tant les gouvernements territoriaux que les sociétés privées d'utilité publique se sont vu frustrer d'un rôle majeur dans ce mécanisme. Du fait que des capitaux fédéraux soient engagés, le gouvernement fédéral a le dernier mot sur la réalisation des projets.

Le mécanisme de planification doit prévoir une exploration attentive et ordonnée de toutes les options (non pas seulement des besoins en installations nouvelles, mais également de leur type, de leur capacité et de leur emplacement). Une planification efficace permettrait de choisir les terrains et les emplacements qui serviraient le mieux à la réalisation de projets hydro-électrique et éviterait les problèmes d'utilisation des terres. Une tâche aussi complexe

exige non seulement la compétence de personnes qui connaissent bien le fonctionnement des services d'électricité, mais également une connaissance des priorités énergétiques des gouvernements fédéral et territoriaux.

Le sous-comité estime que la mise sur pied d'un mécanisme de planification formel, dans chaque territoire, encouragerait l'inclusion de tous les facteurs pertinents dans la planification de l'électricité. L'absence de consultation dans le mécanisme de planification actuel a contribué au mécontentement relativement au mécanisme de planification actuel.

En Alberta, où plusieurs entreprises publiques se partagent la responsabilité du service d'électricité, un conseil de planification des services d'électricité a été créé par les sociétés d'utilité publique elles-mêmes, et plusieurs organismes provinciaux participent à ses travaux à titre d'observateurs. Ce conseil prévoit les besoins en électricité de la province, examine les plans existants pour répondre à ces besoins à court terme et détermine les options possibles pour répondre aux besoins à plus long terme. Il est manifeste que la nécessité d'un tel conseil s'est imposée parce que plusieurs entreprises de service public fournissent des services et en raison du niveau d'interconnexion des installations de production et de transport des diverses sociétés d'utilité publique au sein du réseau provincial d'électricité. La création d'un organisme de planification comme celui qui existe en Alberta, adapté aux besoins des Territoires, permettrait d'atténuer les critiques voulant que la planification de l'électricité au nord du 60e parallèle se fasse sans concertation. A l'intérieur de chaque territoire, les gouvernements, l'industrie, les services publics et le public pourraient se faire entendre et donner leur opinion sur la mise en valeur de l'électricité.

Un tel conseil, s'il était créé, permettrait les échanges d'idées; tous les organismes visés pourraient s'y entendre sur l'évaluation de la demande future d'énergie électrique dans tout le territoire, toutes les entreprises de service public pourraient y exposer leurs plans pour répondre à cette demande, et tous les intéressés pourraient lui suggérer les études nécessaires à court terme pour ouvrir la voie au développement futur de l'énergie électrique.

Étant donné que les gouvernements devront participer au financement de la plupart des grands projets, les décisions relatives aux subsides, et aux subventions d'équipement et d'exploitation ne peuvent pas être déléguées à un organisme bénévole représentant divers intérêts. Dans la Partie VI du présent rapport, le sous-comité suggère que ce financement soit intégré au processus de répartition des ressources des gouvernements fédéral et territoriaux. Ces propositions seraient donc passées en revue par les représentants du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, du Conseil du Trésor et du ministère des Finances qui étudient actuellement les prévisions budgétaires des Territoires. Le sous-comité estime que ce groupe devrait consulter le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources avant de prendre des décisions relatives au financement et déléguer des observateurs aux réunions des conseils de planification. Il devrait participer par ailleurs à la fixation des taux maximums applicables à l'énergie pour les fins de subventions (comme le sous-comité le suggère à la Partie VI), à la formulation de recommandations sur le financement des projets et à la supervision de la planification par les entreprises de service public.

Après avoir examiné les mécanismes de planification, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

—la planification de la satisfaction des besoins en électricité doit faire partie de la planification de toutes les ressources énergétiques dont le Nord a besoin;

—les gouvernements fédéral et territoriaux doivent raffermir leur orientation; et

—les mécanismes de planification adopté par la CENC et les sociétés privées d'utilité publique sont adéquats, compte tenu des limites de leurs mandats, mais une meilleure coordination de la planification s'impose.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

4) Le gouvernement fédéral et le gouvernement de chaque territoire devraient préparer un plan à long terme en matière d'énergie, qui évaluerait les besoins généraux d'énergie de chaque territoire et la façon de les satisfaire.

5) Un conseil de planification (réunissant des représentants gouvernementaux et des sociétés d'utilité publique ainsi que des consommateurs et des producteurs d'électricité) devrait être créé dans chaque territoire afin de préparer et de mettre à jour, sur une base annuelle, un plan en matière d'énergie, en tenant compte des politiques gouvernementales à long terme en matière d'énergie et formuler des recommandations relativement au financement gouvernemental d'études de faisabilité et d'autres études sur la planification.

Partie V

UNE SOLUTION AU DILEMME DE LA RÉGLEMENTATION

A. Procédés actuels de tarification

Les mécanismes utilisés pour établir les tarifs déterminent comment un service public récupérera ses coûts et, s'il y a lieu, la nature du bénéfice réalisé sur la mise de fonds. Tant la CENC que les sociétés privées d'utilité publique commencent par établir des prévisions de la demande à partir d'études de consommation et de prévisions internes. La CENC retient une période de cinq ans alors que les sociétés privées se basent sur une période de deux ans.

La deuxième partie du mécanisme porte sur la détermination des coûts. Les coûts sont répartis à l'échelle du réseau ou entre les diverses centrales, dépendant du genre de service fourni. Les coûts sont ensuite répartis entre la demande (installations), l'énergie (frais d'approvisionnement) et les coûts imputables au client (service à la clientèle). Ces trois groupes de coûts sont ensuite répartis entre divers groupes tarifaires, comme le secteur domestique, le secteur commercial, le service général, l'éclairage des rues, les ventes en gros et les gros clients industriels. Les coûts reliés à la demande sont attribués aux groupes tarifaires en fonction de la demande relative de chaque groupe; les coûts reliés à l'énergie sont répartis en s'appuyant sur la consommation relative; et les frais imputables au client sont répartis en se fondant sur le nombre relatif de consommateurs dans chaque groupe tarifaire.

En se basant sur la demande de pointe prévue, la consommation et le nombre de clients dans chaque groupe tarifaire, on estime les recettes en utilisant les tarifs existants. Les tarifs individuels pour chaque groupe tarifaire, dans chaque centrale, sont ensuite éprouvés jusqu'à ce qu'on obtienne une échelle de tarifs qui permette de récupérer complètement tous les coûts à la grandeur du territoire, mais pas nécessairement pour chaque centrale ou chaque

groupe tarifaire en particulier. Cette échelle de tarifs est ensuite raffinée davantage pour s'assurer que la hausse de tarif relative pour chaque groupe tarifaire et pour chaque agglomération est équitable.

La nouvelle échelle tarifaire, les études relatives au coût du service et les autres analyses sont présentées dans un document distinct pour chaque territoire, documents que la CENC intitule *Redressements tarifaires proposés*. La CENC se présente devant les régies des services publics, des territoires, à titre de témoin, et non pas comme requérante, pour discuter des redressements proposés. La CENC établit ses tarifs conformément à l'article 10.(3) de la Loi sur la CENC et elle les fait approuver par le gouverneur en conseil. L'éventail des tarifs approuvés par le gouverneur en conseil est relativement large, et cette démarche a été endossée par la CENC puisqu'elle doit avoir une certaine latitude qui lui permette de redresser ses tarifs pour réagir rapidement à la hausse des coûts.

Les sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord ont également établi leurs tarifs, dans l'ensemble, à partir d'études sur le coût du service pleinement réparti. Les études sur le coût du service font partie de leurs mémoires intitulés *Justification des révisions de tarifs*, soumis aux régies des services publics. Afin de récupérer tous les coûts, y compris l'impôt sur le revenu, et réaliser un bénéfice sur la base tarifaire, les tarifs sont habituellement déterminés selon une méthode semblable à celle utilisée par la CENC.

La base tarifaire utilisée pour déterminer le niveau de bénéfice ou de rendement visé représente la mise de fonds consentie par la société pour ses activités de service public. Le taux de rendement visé est basé sur la structure financière des sociétés mères qui administrent les services publics. Ce taux est déterminé en tenant compte de l'importance relative et du coût de la dette à long terme, des actions privilégiées, des actions ordinaires et du capital gratuit.

Le niveau du coût de l'avoir (actions ordinaires) reconnu aux sociétés privées d'utilité publique, en 1981-1982, dans les deux Territoires, s'établit à 15,5 p. 100. Ceci représente le rendement que les sociétés estiment nécessaire pour assurer à leurs actionnaires que leurs fonds conservent une valeur appropriée, compte tenu des conditions économiques actuelles et du marché des actions. Le rendement est déterminé par référence au marché des actions, par des analyses sur le rendement d'autres sociétés d'utilité publique de tous genres et à la lumière des décisions réglementaires prises ailleurs. Ces analyses sont faites pour le compte des sociétés par des experts-conseils de l'extérieur. Ces derniers se présentent devant l'Office pour attester la pertinence du taux de rendement. Les sociétés privées d'utilité publique cherchent à obtenir une récupération complète de tous les groupes tarifaires et ne cherchent pas à procéder à la redistribution des recettes.

Les sociétés privées obtiennent une bonne partie de leur électricité de la CENC. Elles peuvent être coincées lorsque la CENC relève les tarifs qu'elle leur impose, si les régies ne les autorisent pas à transmettre ces hausses au consommateur. Toutefois, les régies leur permettent habituellement de transmettre au consommateur les hausses de la CENC imputables aux taxes sur le carburant.

Les sociétés privées doivent faire autoriser par les régies toutes les hausses de tarif proposées. Toutefois, si, en réduisant ses coûts, la société peut réaliser le taux de rendement visé ou un taux supérieur à celui-ci, elle n'est pas obligée de présenter un mémoire. La *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.* n'a donc pas sollicité de hausses de tarif depuis plusieurs années, à part celles reliées aux augmentations imposées par la CENC. Les sociétés privées peuvent conserver toutes les recettes excédentaires, au-delà du taux de rendement visé, sans avoir à rembourser les consommateurs ou à réduire les tarifs.

B. Rationalisation des tarifs

Il est impossible de récupérer tous les coûts du service sur une base de clients individuels. Les tarifs sont déterminés en regroupant les consommateurs par types de consommation ou par types de services fournis. Souvent, certains consommateurs estiment que le fait d'être regroupés avec d'autres constitue en fait une subvention pour ces autres consommateurs. De plus, on croit souvent que les consommateurs des secteurs industriels ou commerciaux peuvent mieux supporter les coûts de l'électricité, et que ces consommateurs devraient payer des tarifs plus élevés que les consommateurs du secteur résidentiel. D'autres font par ailleurs valoir que les consommateurs industriels devraient bénéficier de tarifs réduits puisque leur demande est plus grande et que le rapport entre leur demande globale et la demande de pointe est plus stable.

Ces questions, et plusieurs autres, revêtent une grande importance dans le Nord; comme la base démographique est réduite, la répartition des coûts entre les diverses catégories de consommateurs et entre les diverses agglomérations peut avoir une nette influence sur les tarifs. Ces préoccupations amènent inévitablement les services publics qui oeuvrent dans le Nord, tout particulièrement la CENC, à jouer le rôle d'un véhicule de transformation sociale, rôle auquel ils s'opposent carrément puisque cela ne fait pas partie de leur mandat.

Même si la détermination initiale de la demande d'électricité et la prévision des coûts peuvent être établies avec assez d'exactitude, la tenue en compte de préoccupations d'ordre social, d'ordre politique ou encore concernant la capacité de payer des clients, fait en sorte que l'établissement des tarifs s'éloigne de la méthode basée sur la récupération complète des coûts et il s'ensuit donc nécessairement une certaine forme de subvention par recoupement. Une méthode reposant strictement sur le principe du «remboursement par l'utilisateur» répartirait inégalement le fardeau entre les diverses agglomérations isolées, étant donné les diverses sources d'approvisionnement en carburant et les divers frais de transport.

Ces dernières années, la CENC a tenté d'élaborer un régime de rationalisation des tarifs en vue d'introduire, dans chaque territoire, une démarche uniforme qui ferait en sorte que les catégories de clients qui reçoivent un traitement comparable se voient attribuer des coûts égaux. Cette démarche a rencontré une certaine résistance de la part des Territoires qui estiment qu'il s'agit d'une autre forme de subvention interne et qui préféreraient que toute aide financière soit versée directement par le gouvernement. L'établissement des tarifs

n'est pas uniquement un procédé mécanique qui consiste à déterminer les coûts: cette opération exige beaucoup de discernement. Aussi longtemps que cette définition sera valable, les consommateurs voudront sans aucun doute que leurs intérêts soient protégés par un mécanisme de réglementation.

C. Affranchissement de la compétence territoriale

Comme la distribution de l'énergie demeure nécessairement le monopole de l'organisme public ou privé qui s'est vu octroyer le droit de fournir l'électricité, il importe de prévoir certains moyens pour réglementer leurs investissements, leurs coûts et leurs tarifs, si l'on veut protéger les intérêts des consommateurs. Dans les provinces où de grandes sociétés publiques fournissent l'électricité, la tendance consiste à assujettir ces sociétés à une réglementation appliquée par un organisme autonome qui détermine si les tarifs proposés doivent être admis. Les trois sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans les Territoires sont donc assujetties à cette évaluation extérieure, par des régies des services publics créées pour réglementer la production, le transport et la livraison de l'électricité dans les Territoires.

Ces sociétés privées sont assujetties à l'autorité des régies et elles doivent en respecter les décisions. La CENC, elle, à titre d'agent de la Couronne, échapppe à l'autorité de celles-ci, même si elle a de bonne grâce accepté de fournir des renseignements et de respecter les décisions des régies, à condition que ces décisions ne contreviennent pas à sa loi habilitante. Cependant, comme la loi force la CENC à récupérer tous ses frais, cette condition revêt une importance particulière. Même si les régies peuvent suggérer des modifications au chapitre de la répartition des coûts par la CENC entre les consommateurs, la CENC a généralement soutenu que les régies ne peuvent mettre en cause son droit à récupérer ses coûts. Ainsi, les régies et les gouvernements territoriaux estiment que la CENC fonctionne dans le meilleur des mondes, puisqu'elle semble faire entériner ses tarifs sans exercer aucun contrôle réel sur les coûts qui servent à l'établissement desdits tarifs.

La question de la responsabilité de la CENC envers les Territoires a été soulevée lors de l'étude des amendements apportés à la Loi sur la CENC, en 1975. Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien de l'époque, l'honorable Judd Buchanan, faisait la réponse suivante au Comité permanent des affaires indiennes et du développement du Nord canadien, le 11 février 1975:

> On a dit à maintes reprises que la Commission d'énergie du Nord canadien devrait être responsable devant des conseils des services d'utilité publique respectifs des Territoires. A mon avis, cela soulève deux questions d'ordre pratique.
>
> Sur le plan de la juridiction, nous savons qu'il n'a jamais été coutume d'exiger des organismes fédéraux qu'ils fassent rapport à des organismes nommés par un niveau inférieur de gouvernement, comme celui d'une province ou d'un territoire.

Le deuxième problème vient du rôle même des conseils des services d'utilité publique. Ces derniers sont habituellement mis sur pied pour contrôler l'entreprise privée dans le domaine des services publics et assurer que les tarifs imposés ne donnent pas lieu à des profits excessifs par rapport au capital investi. Puisque la Commission, de par la loi, n'a pas le droit de faire un profit, ce genre de contrôle n'est pas nécessaire.

Parce qu'elle désire prendre le plus possible en ligne de compte les vues des conseils des services d'utilité publique des Territoires, la Commission a décidé d'entreprendre une consultation sur les projets de changements tarifaires et d'égalisation à l'intérieur des zones tarifaires proposées.

A la demande du Conseil du Yukon, la Commission lui a donné libre accès à tous ses dossiers. On lui a aussi fait des propositions auxquelles elle entend donner suite. On espère aussi avoir de tels résultats avec la *Northwest Territories Utilities Board*. La Commission a donc mis en oeuvre un plan de consultation efficace avec les deux conseils territoriaux de services d'utilité publique (Source: fascicule 16, pp. 16:6 et 16:7).

Cette orientation a été renforcée en 1976, lorsque le conseil d'administration de la CENC a décidé de collaborer étroitement et de contribuer aux travaux des régies de service public, et d'en respecter les recommandations concernant les tarifs, dans la mesure où elles ne contredisent pas sa loi constituante. La CENC a établi des lignes directrices pour orienter les mesures administratives découlant de cette orientation.

Les régies territoriales estiment que les lignes directrices de la CENC, visant les relations de la Commission avec les régies, démontrent la disponibilité de la CENC à collaborer à la réglementation, même si elles sont préoccupées par les limites imposées par la CENC. Les régies estiment que ceci n'est pas conforme au principe déclaré d'une étroite collaboration avec les régies des services d'utilité publique. Elles estiment également que leurs communiqués officiels visant la CENC sont en réalité des décisions, et non pas des recommandations, et que les mesures législatives nécessaires devraient être prises pour assujettir juridiquement la CENC à ces décisions.

Lors des audiences, le sous-comité a entendu les gouvernements territoriaux, des législateurs, des sociétés et des personnes parler en faveur d'une évaluation indépendante des tarifs de la CENC. On semblait s'entendre pour que cette tâche soit faite par des organismes de réglementation territoriaux puisque l'examen des tarifs, l'approbation des concessions et l'application des normes de service relèvent déjà de la compétence de ces organismes, dans les Territoires. Les gouvernements territoriaux estiment que même si la CENC a dans l'ensemble collaboré avec les régies, il importe de disposer de certains moyens pour assujettir pleinement la société à l'autorité d'un organisme de réglementation qui donne aux consommateurs nordiques le moyen de contester vraiment les tarifs d'électricité.

Selon le régime actuel de réglementation, deux groupes de règlements régissent les agences gouvernementales et privées bien qu'elles offrent le même genre de service. La création de sociétés de la Couronne territoriales mettrait fin à cette dichotomie puisque celles-ci seraient complètement assujetties au pouvoir réglementaire de leurs régies respectives et qu'elles répondraient aux résidants des Territoires grâce au mécanisme des audiences publiques.

Même si le rôle traditionnel des régies canadiennes de services publics a été de déterminer les taux de rendement sur les mises de fonds et, partant, de contrôler les bénéfices réalisés par les sociétés privées d'utilité publique, on a de plus en plus tendance à soumettre les sociétés de la Couronne provinciales à un examen public pour faire contrepoids au pouvoir de ces monopoles. De l'avis du sous-comité, sans une telle réglementation, les sociétés de la Couronne territoriales auraient tendance à prêter le flanc au même genre de critiques concernant leur responsabilité, que celles dirigées antérieurement contre la CENC.

Le sous-comité reconnaît l'importance d'un examen réglementaire approprié des tarifs tant dans la perspective d'une participation territoriale aux décisions concernant les tarifs, que pour des fins de responsabilité.

Après avoir examiné les mécanismes de réglementation le sous-comité a fait les constatations suivantes:

—les tarifs sont basés principalement sur le coût du service;

—un tarif comporte, dans une certaine mesure, des subventions par recoupement, tant à l'intérieur de certains groupes qu'entre les divers groupes de clients, et doit nécessairement être bien réglementé;

—les régies des services publics qui existent actuellement dans les Territoires, ont pleine autorité sur les sociétés privées d'utilité publique, mais pas sur la CENC; et

—la dévolution, aux sociétés d'énergie territoriales, des responsabilités de la CENC, supprimerait cet obstacle à une véritable réglementation.

Ces constatations ont incité le sous-comité à faire la recommandation suivante:

6) Toutes les sociétés d'énergie territoriales qui oeuvrent au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest devraient être pleinement assujetties à la réglementation de leurs régies des services publics respectives.

Partie VI

LE FINANCEMENT DE L'ÉLECTRICITÉ AU NORD DU 60e PARALLÈLE

A. Financement actuel de la CENC

La Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien exige que la CENC traite le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest (ainsi que la zone desservie en Colombie-Britannique) comme des zones tarifaires distinctes, et établisse, pour chaque zone, des tarifs qui ne soient pas inférieurs aux coûts estimatifs de l'approvisionnement en électricité dans cette zone. Les coûts comprennent notamment les frais d'intérêt et le principal de la dette, les frais d'exploitation, d'entretien, de réparation et autres dépenses reliées aux installations, les frais d'administration et toutes les autres dépenses telles qu'attribuées par la Commission aux opérations dans chaque zone tarifaire, y compris les provisions pour éventualités autorisées par le gouverneur en conseil.

Avant la hausse marquée du prix du pétrole et avant le Programme anti-inflation, la CENC pouvait habituellement récupérer tous ses coûts. Au 31 mars 1974, la Commission disposait de bénéfices non-répartis de plus de $6 millions. Depuis, ce surplus a été grugé par les déficits (entre parenthèses dans le tableau) qui se répartissent comme suit:

	$
1974-1975	(1,187,000)
1975-1976	(3,566,000)
1976-1977	(6,155,000)
1977-1978	377,000
1978-1979	(64,000)
1979-1980	9,000
1980-1981	(400,000)

Au 31 mars 1981, le déficit de la Commission s'établissait donc à $4,608,000.

La CENC inclut une provision pour éventualités dans les coûts à récupérer. Avec le temps, ceci devrait permettre de combler le déficit et d'accumuler un surplus de $10 millions. Ceci veut dire que les consommateurs d'électricité dans le Nord paient actuellement non seulement les coûts courants, mais également une partie des coûts passés tout en constituant une réserve pour les imprévus ultérieurs de la CENC.

Par le passé, la Commission n'a pu réaliser sa provision pour éventualités à cause des frais d'entretien élevés imprévus. Ainsi, en 1981-1982, la Commission a, pour la première fois, inscrit à son budget des frais d'entretien éventuels au lieu de supposer que la provision pour éventualités servirait à payer ces frais. La Commission a également haussé ses tarifs pour payer les frais additionnels suscités par les faibles débits d'eau. Ces mesures améliorent la possibilité de constituer la provision pour éventualités, durant l'année en cours.

Un autre facteur influence le financement de la Commission. Celle-ci reconnaît l'amortissement des biens et du matériel en service à un niveau équivalent au principal remboursé sur la dette reliée à ces biens. Avant 1977, la dette était remboursée sous forme d'annuité, et le remboursement du capital emprunté et le paiement des intérêts combinés étaient constants. La dette encourue en rapport avec des actifs mis en service depuis lors est remboursée selon la méthode de l'amortissement linéaire. En raison de la hausse des taux d'intérêt enregistrée ces dernières années, la CENC doit dorénavant récupérer une plus grande partie des frais de financement au cours des premières années du cycle de vie des actifs nouveaux qu'au cours des dernières années, où la demande s'accentuera. Cette situation a accru les difficultés de la Commission au niveau du financement des nouvelles installations.

Parmi les agences fédérales qui oeuvrent dans le Nord, la CENC est unique puisque le Gouvernement du Canada ne supporte presque aucun coût relié à ses activités. Lorsque le gouvernement assume certains coûts de la CENC, l'aide prend souvent la forme uniquement d'un décalage de la récupération des coûts. Plus précisément, les carences du fonds de roulement résultant de sa situation déficitaire ont amené la Commission, en 1976-1977, à ne pas payer au Gouvernement du Canada les intérêts et le principal de la dette, soit un total de $9,2 millions. En 1978-1979, la Commission a obtenu du Gouvernement du Canada un prêt de $7,5 millions, ne portant pas intérêt, pour regarnir son fonds de roulement—l'un des rares cas de subvention—et, depuis, la Commission a payé les intérêts sur les versements dus. Tant les versements en souffrance que l'avance de fonds de roulement demeurent dus au Gouvernement du Canada et devront être remboursés. La Commission a également reçu $3,15 millions pour réaliser des études hydrauliques au Yukon et ces sommes devront être remboursées si ces études conduisent à la construction de centrales.

Le sous-comité admet que la Commission fait de son mieux pour remplir son mandat législatif, qu'elle établit ses budgets de façon à récupérer toutes ses dépenses courantes ainsi que les déficits antérieurs grâce à une provision pour éventualités. Ceci, allié à des hausses de coûts sur lesquelles la Commission n'a pas prise, a toutefois entraîné d'importantes hausses des tarifs d'électricité. Tant les gouvernements territoriaux que les consommateurs du Nord exigent des mesures pour réduire les tarifs.

B. Le financement des sociétés privées d'utilité publique

Les sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord procèdent d'une toute autre façon pour déterminer leurs tarifs. Tout comme la CENC, ces sociétés transmettent au consommateur tous leurs frais d'exploitation. Toutefois, au lieu de lui transmettre le coût du service de la dette, ces sociétés prévoient une somme suffisante pour réaliser le rendement autorisé sur la base tarifaire.

La base tarifaire comprend la valeur comptable nette moyenne de l'actif immobilisé à laquelle un montant est ajouté pour tenir compte des exigences du fonds de roulement. Le revenu des sociétés privées d'utilité publique sera plus élevé durant les années où la base tarifaire est relevée par des hausses supérieures à l'amortissement comptabilisé ou encore durant les années où les autorités chargées de la réglementation autorisent un taux de rendement supérieur. Les sociétés privées font des placements: leur but n'est donc pas uniquement de rentrer dans leurs frais et de percevoir des honoraires pour les services fournis.

Dans les deux Territoires, le taux de rendement sur la base tarifaire réalisé par les sociétés privées d'utilité publique est fondé, non pas sur leur propre structure financière, mais plutôt sur celle de leurs sociétés mères, ce qui est logique puisque ces sociétés fonctionnent comme des filiales et que ce sont les sociétés mères qui lèvent les fonds. Comme les sociétés privées qui oeuvrent dans le Nord sont petites, par rapport à leurs sociétés mères, leurs besoins financiers n'ont qu'une influence mineure sur les tarifs. Par conséquent, le taux de rendement recherché représente en grande partie le taux requis pour financer des activités ailleurs au pays, principalement en Alberta. Dans la mesure où ce taux de rendement est supérieur au coût établi des emprunts gouvernementaux, ces sociétés privées d'utilité publique transmettent un coût additionnel aux consommateurs d'électricité.

Les sociétés privées enregistrent également un autre coût qui échappe à la CENC. Dans la mesure où leur base tarifaire n'est pas financée par voie d'emprunt, celles-ci doivent payer de l'impôt sur le revenu applicable à l'avoir. Cet impôt est considéré comme une dépense pouvant être récupéré à même les tarifs, mais, en vertu de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises d'utilité publique, 95 p. 100 de l'impôt est remboursé aux gouvernements territoriaux. Le gouvernement du Yukon a habituellement utilisé ces revenus pour subventionner le coût de l'électricité au niveau du consommateur, dans les régions où ce coût est très élevé. Le gouvernment des Territoires du Nord-Ouest distribue ces revenus entre les sociétés privées d'utilité publique qui, à leur tour, les redistribuent à leurs clients de Yellowknife, Hay River et d'autres agglomérations qu'elles desservent. A moins que le gouvernement fédéral, comme certains l'ont proposé, ne ramène cette part de 95 à 50 p. 100, ceci a pour effet net de laisser les territoires à peu près dans la même situation que si c'était des services publics non imposables qui fournissaient l'électricité.

Tant la CENC que les sociétés privées d'utilité publique établissent des tarifs suffisants pour récupérer leurs frais d'exploitation estimatifs, y compris leurs frais de financement. Si

la CENC récupère plus ou moins que ses coûts réels, ce sont les consommateurs qui en profitent ou qui en souffrent dans les années ultérieures. Si les sociétés privées d'utilité publique retirent plus ou moins que le montant autorisé, ceci n'influence aucunement les tarifs futurs puisque les excédents ou les pénuries au niveau du revenu sont absorbés par les actionnaires. Ainsi, même si la CENC n'est aucunement stimulée, de façon directe, à contrôler ses coûts, les sociétés privées d'utilité publique doivent continuellement chercher à améliorer leur efficacité et à réduire les coûts prévus.

Même si les activités des sociétés privées d'utilité publique peuvent aider à contenir les coûts du service de l'électricité dans le Nord, le sous-comité est conscient que ces sociétés ne peuvent financer la construction d'installations qui exigent des immobilisations, dans les agglomérations où les tarifs dépasseraient les moyens des consommateurs. Un financement privé pourrait alléger les besoins du gouvernement en matière d'emprunts et inciter les sociétés privées d'utilité publique à fournir des services de gestion, mais le financement par le secteur privé de tous les coûts se traduirait vraisemblablement par des tarifs aussi inacceptables que ceux de la CENC. Une solution plus draconienne s'impose.

C. Le financement par les gouvernements territoriaux

Les gouvernements territoriaux s'en remettent actuellement au gouvernement fédéral pour obtenir les fonds nécessaires pour payer une partie substantielle des dépenses qui ne sont pas payées à même leurs revenus propres. Ces subventions ne visent pas seulement les besoins sur le plan de l'exploitation, mais également la plupart des besoins en immobilisations. En tant que tels, ces deux types de subventions constituent des imputations budgétaires aux comptes du Canada, et les Territoires ne sont pas tenus de rembourser ces sommes. C'est ce qui explique le fait que les gouvernements territoriaux soient relativement peu endettés puisque seules les avances de capital amorties d'elles-mêmes sont considérées comme des prêts.

Actuellement, le nombre de sociétés de la Couronne créées par les gouvernements territoriaux est faible. Lorsqu'un gouvernement territorial crée une société de la Couronne, il lui consent des subventions pour fins d'exploitation pour payer les dépenses nettes, et des subventions pour fins d'immobilisations pour subvenir à ses besoins en capital. Ainsi, si les Territoires faisaient une mise de fonds sous forme de dette ou d'avoir dans une entreprise d'électricité, selon l'usage actuel, les fonds proviendraient du gouvernement fédéral sous forme de subventions pour fins d'immobilisations. Les Territoires peuvent faire des emprunts sur le marché privé s'ils y sont autorisés par le gouvernement fédéral, par décret du conseil, ou ils pourraient sans doute obtenir un prêt, au lieu d'une subvention, du gouvernement fédéral, mais dans les deux cas, les prêteurs exigeraient la garantie que le remboursement serait effectué en utilisant d'autres fonds que des fonds fédéraux.

Comme les subventions pour fins d'immobilisations ou d'exploitation consenties par le gouvernement fédéral aux Territoires sont comptabilisées comme des dépenses, toute aide

apportée par les gouvernements territoriaux serait en fait une dépense du gouvernement fédéral, au même titre qu'une dépense directe. Par contre, les avances faites à la CENC sont considérées comme des prêts, ou des dépenses non budgétaires, en supposant, comme le prévoit la loi, que ces dépenses soient complètement récupérées à même les tarifs d'électricité.

Ainsi, à moins que tous les coûts de l'électricité ne soient récupérés auprès des consommateurs, toute participation des gouvernements territoriaux prendra également la forme de dépenses imputées au gouvernement fédéral. Selon les règlements de comptabilité actuels du gouvernement fédéral, un organisme doit pouvoir rembourser à même ses fonds autogénérés toutes les mises de fonds consenties par le gouvernement, et même payer un rendement pour l'utilisation du capital équivalant à peu près au coût courant payé par le gouvernement fédéral sur ses emprunts, avant qu'un financement, par le Gouvernement du Canada, puisse être considéré comme un prêt, c'est-à-dire comme une dépense non budgétaire.

D. Formule actuelle de subvention du coût de l'électricité

Même si la CENC et les sociétés privées d'utilité publique ont enregistré un succès remarquable au chapitre de la récupération des coûts auprès des consommateurs, les coûts payés par les consommateurs du Nord ont, par le passé, été subventionnés, de plusieurs façons. Le sous-comité estime que, parallèlement aux changements structurels, d'autres changements devront inévitablement être apportés tant au niveau qu'au mode de subvention du coût de l'électricité dans le Nord.

Comme nous l'avons déjà dit, les sommes remises au gouvernement territorial en vertu de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises d'utilité publique, ont été utilisées par le gouvernement du Yukon pour subventionner les consommateurs qui doivent payer des tarifs supérieurs aux tarifs moyens. Suite aux recommandations du groupe de travail sur le coût de l'électricité dans le Nord, le Gouvernement du Canada adoptait, en novembre 1978, le Programme fédéral de soutien à l'énergie. Les gouvernements territoriaux assurent l'administration de ce programme et les diverses entreprises d'utilité publique facturent directement aux gouvernements la différence entre les taux subventionnés et les taux autorisés pour ces agglomérations.

D'autres subventions moins directes ont également influencé les tarifs d'électricité dans le Nord. Autrefois, les tarifs des clients gouvernementaux étaient plus élevés que les tarifs imposés aux autres consommateurs et, en fait, les gouvernements visés subventionnaient d'autres groupes d'usagers. La CENC cherche actuellement à faire disparaître cette forme de subvention, à cause des problèmes administratifs inhérents à ce programme.

D'autres subventions par recoupement existent à l'intérieur de chaque territoire—et non pas entre ceux-ci en raison des exigences de la Loi sur la CENC—lorsque certains

consommateurs paient moins que le strict coût du service alors que d'autres paient davantage.

La CENC a récemment commandé une étude des facteurs à retenir dans la rationalisation des tarifs applicables aux T.N.-O. Cette étude suggère un certain nombre de principes différents applicables à l'établissement des tarifs. Ceux-ci varient notamment de la reconnaissance de tous les T.N.-O. comme zone tarifaire unique, à la tenue en compte des divers types de production et des diverses régions desservies.

Le sous-comité estime qu'on devrait faire une distinction entre des régions comme celle du Yukon et celle qui entoure le Grand Lac des Esclaves, où l'électricité pourrait être produite à partir de centrales hydro-électriques interconnectées moins coûteuses et les régions reculées qui seront vraisemblablement surtout alimentées en pétro-électricité et où le niveau du développement économique n'est pas suffisant pour permettre aux consommateurs de payer le coût entier du service.

E. Autre mécanisme de subvention de l'électricité

Le coût de l'électricité peut favoriser ou ralentir la mise en valeur du Nord. La CENC doit maintenant, en vertu de sa loi habilitante, récupérer au moins le coût du service de l'électricité dans chacun des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. La Commission jouit d'une certaine latitude au chapitre de la répartition des coûts entre les divers clients, mais, dans l'ensemble, la Commission doit faire ses frais.

Comme nous l'avons déjà dit dans les pages précédentes, la CENC a, jusqu'à tout récemment, récupéré ses coûts à même les tarifs imposés aux consommateurs, et ces tarifs étaient raisonnables par rapport aux tarifs en vigueur ailleurs au Canada. Le coût en capital des nouvelles installations hydro-électriques de même que la hausse du prix du carburant utilisé dans les centrales au diesel ont toutefois entraîné une hausse rapide du coût de l'électricité et les tarifs actuels sont loin d'être alignés sur ceux en vigueur dans presque tout le pays.

Pour déterminer les modalités ultérieures de financement de l'électricité, le sous-comité a retenu le coût actuel élevé de l'électricité de même que les incidences négatives possibles que celui-ci pourrait avoir sur le développement du Nord. Par le passé, au Canada, on a subventionné les services essentiels au développement national, notamment les transports. Plusieurs autres services, dans le Nord, sont subventionnés à même les deniers publics. L'usage, dans le Nord, est de radier les dépenses en capital, en limitant la récupération des coûts auprès de l'usager, au coût progressif des opérations courantes. Le sous-comité estime qu'on ne devrait pas faire d'exception dans le cas de l'électricité et que celle-ci ne devrait pas être considérée comme un des rares services entièrement à la charge des résidants du Nord.

Actuellement, la CENC a beaucoup de difficulté à financer des projets d'immobilisations en raison de l'obligation qui lui est faite de par sa loi habilitante, de récupérer tous ses coûts. La CENC doit soit construire des installations qui répondent exactement à la demande courante ou imposer à ses clients le coût de la capacité de production excédentaire à la consommation courante. La CENC doit donc entreprendre la construction des centrales hydro-électriques seulement après que la demande se sera manifestée, et répondre à cette demande, dans l'intervalle, par de la pétro-électricité, qui consomme moins de capital.

Le gouvernement fédéral s'est montré beaucoup plus souple dans le financement de la construction et de l'exploitation de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, au Nouveau-Brunswick. Les intérêts sont complètement oubliés pour une période déterminée, ce qui permet de réduire le coût en capital du projet et aide beaucoup durant la période de démarrage où la demande ne correspond pas à la capacité de la centrale. De plus, le gouvernement fédéral consent des prêts en fonction du rendement de la centrale: des fonds sont avancés si l'électricité produite est inférieure au niveau visé et les prêts sont remboursés lorsque la production dépasse ce niveau.

En 1981, le Bureau du Vérificateur général a suggéré que la Commission examine, avec le Conseil du Trésor, la possibilité de modifier la structure financière de celle-ci pour rendre l'entreprise plus viable. Ces dernières années, le Gouvernement du Canada a pris des mesures visant à rendre plusieurs autres sociétés de la Couronne plus viables sur le plan financier. Dans certains cas, notamment dans le cas de l'Énergie atomique du Canada Limitée, des prêts substantiels ont été radiés en reconnaissance du fait que les actifs étaient surévalués eu égard à leur capacité de générer des revenus, et ne pourraient être remboursés que par des crédits fédéraux. Dans certains cas, notamment dans le cas de la Voie maritime du Saint-Laurent, des dettes substantielles ont été converties en avoir, ce qui a permis d'alléger la lourde charge en intérêts payés par ces sociétés. La première solution est plus favorable puisqu'elle soulage la société de la Couronne tant des frais d'amortissement que des frais d'intérêt, alors que la transformation de la dette en avoir réduit uniquement les frais d'intérêts. Le sous-comité croit comprendre que la politique actuelle du gouvernement consiste à convertir la dette en avoir seulement si la société de la Couronne peut réaliser un rendement sur l'avoir ainsi créé, égal ou supérieur au coût actuel des fonds, pour le gouvernement fédéral.

Plusieurs raisons militent en faveur de la radiation, par le Canada, de la dette existante de la CENC: le gouvernement fédéral a déjà renoncé à presque toutes les dettes des deux gouvernements territoriaux. De plus, les déficits accumulés, les dépenses imprévues relatives à des travaux hydro-électriques importants, ainsi que les coûts élevés des centrales au diesel qui ne pourront jamais s'autofinancer, sont responsables de la dette de la CENC. Le Gouvernement du Canada devrait prendre des mesures immédiates pour radier la dette existante de la CENC, qui s'établit à environ $200 millions, et il devra adopter des moyens plus souples pour financer les besoins futurs en capital des entreprises d'électricité proposées pour les Territoires.

Le sous-comité a envisagé la possibilité de radier une partie seulement de la dette existante. Cette idée fut écartée, comme le démontre la partie suivante du rapport, parce que

les tarifs d'électricité, même si toute la dette était radiée, demeureraient encore supérieurs à ceux de toutes les provinces réunies. Si l'on renonçait à une partie moindre de la dette, seuls les systèmes Whitehorse-Aishihik-Faro et Mayo au Yukon, ainsi que le système Taltson dans les T.N.-O., auraient des tarifs inférieurs à 10¢ le kWh. Le 31 mars 1980, la dette de ces systèmes s'élevait à environ 82 millions de dollars. Le sous-comité estime que tout au moins les tarifs se situant au-delà de ce niveau devraient justifier des subventions de la part du gouvernement fédéral.

La pertinence des tarifs d'électricité dans le Nord demeure une question de politique gouvernementale. Une renonciation complète de la dette existante permettrait à chaque nouvelle société de la Couronne territoriale de fournir l'électricité à des tarifs comparables à ceux payés dans la plupart des provinces. La radiation de la dette existante aura une incidence négative sur le déficit du gouvernement fédéral, l'année où il sera imputé, tout comme ce fut le cas lors de la renonciation de la dette des gouvernements territoriaux, mais il n'accroîtra, d'aucune façon, les besoins en liquidités du Gouvernement du Canada.

Toutefois, le financement, à l'avenir, devra répondre à des exigences plus rigoureuses. Les chiffres présentés dans la dernière partie du présent rapport indiquent que les consommateurs du Yukon, si la dette actuelle est radiée, pourraient probablement financer le coût des immobilisations futures tout en payant l'électricité à un prix raisonnable. Les consommateurs des T.N.-O. qui habitent dans les régions reculées de l'est de l'Arctique ne peuvent espérer profiter de taux comparables à ceux qui prévalent dans le reste du Canada, même si des subventions pour fins d'immobilisations sont consenties pour toutes les nouvelles installations qui exigent des immobilisations. La région méridionale du Mackenzie se compare toutefois au Yukon et cette région devrait pouvoir assurer le financement du coût des nouveaux aménagements hydro-électriques. Chaque cas devra donc faire l'objet d'une évaluation distincte et les subventions pour fin d'immobilisation devraient être consenties uniquement aux régions reculées où, s'il en était autrement, les tarifs seraient excessifs en comparaison de ceux en vigueur dans le reste du Canada. Des subventions pour fin d'exploitation pourraient également leur être accordées pour maintenir les tarifs d'électricité à un niveau raisonable. Si la récupération de ces coûts s'avérait incertaine durant une période indéterminée, les centrales devraient être financées au moyen de prêts consentis dont les intérêts pourraient être décalés, ou auxquels on renoncerait, jusqu'à ce que les centrales deviennent économiquement viables.

Si cette politique était en vigueur, le sous-comité estime que pour 1982-1983, le coût des subventions consenties représenterait 11,5 millions de dollars au chapitre de l'exploitation et 4,3 millions de dollars à celui de l'immobilisation, en supposant qu'un prix maximal de 10¢ le kWh soit raisonnable. Au Yukon, l'application d'une telle politique occasionnerait une dépense de 0.6 millions de dollars en subventions pour fin d'immobilisation et une somme semblable au chapitre des subventions pour fin d'exploitation. Bien entendu, le coût augmenterait dès l'adoption d'un prix maximal moins élevé dans le cadre de la politique gouvernementale.

Au chapitre du financement, le sous-comité a fait les contastations suivantes:

—des inéquités et des incidences adverses possibles surviendront si l'on forçait les sociétés d'utilité publique du Nord à récupérer tous les coûts d'électricité à même les tarifs imposées aux consommateurs nordiques;

—sans l'aide gouvernementale, les sociétés privées d'utilité publique ne peuvent faire qu'une contribution restreinte à la réduction de l'électricité;

—toute aide financière consentie par le gouvernement fédéral, que celle-ci se fasse directement ou par l'entremise des gouvernements territoriaux, sera considérée comme une dépense budgétaire du Gouvernement du Canada, aussi longtemps que les consommateurs ne pourront payer tous les coûts de production, de transport et de distribution de l'électricité; et

—il importe de distinguer entre les agglomérations reculées alimentées par des génératrices au diesel et les agglomérations qui peuvent être desservies par des installations hydro-électriques, actuelles ou futures.

Ces constations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

7) La dette actuelle de la CENC envers le Gouvernement du Canada devrait être radiée des comptes du Canada.

8) Le Gouvernement du Canada, avec le concours des gouvernements territoriaux, devrait établir, sur une base annuelle, des prix maximums qui serviraient à déterminer les subsides pour l'électricité consommée dans le Nord.

9) On devrait songer à recourir aux capitaux privés comme moyen de financement lorsque le coût d'une centrale peut être pleinement récupéré en respectant les prix maximums.

10) On devrait négocier des arrangements de financement souples, prévoyant le décalage des frais de la dette durant une certaine période, lorsque les coûts dépassent des niveaux maximums, dans le cas des prêts destinés au financement des installations hydro-électriques qui devraient, ultérieurement, fournir de l'électricité à un prix inférieur au plafond prévu.

11) Les dépenses d'immobilisations de toutes les autres installations d'électricité devraient être financées par voie de subventions pour fins d'immobilisations.

12) Dans les régions reculées où les mesures qui précèdent s'avèrent inadéquates, des subventions pour fins d'exploitation devraient être accordées pour ramener les tarifs au niveau des prix maximums.

Partie VII

RÉPERCUSSIONS FINANCIÈRES DES RECOMMANDATIONS

A. Tarifs d'électricité prévus sans l'aide financière supplémentaire du gouvernement fédéral

Un certain nombre de modifications d'ordre administratif et financier ont été recommandées dans les pages qui précèdent. L'annexe D ci-après précise les coûts reliés à la proposition de la *Yukon Electrical Company Limited* visant la prise en charge des actifs et des activités de la CENC, et à la contre-proposition de la CENC visant la prise en charge des actifs et des activités de la *Yukon Electrical*. L'annexe E présente certaines prévisions concernant l'influence sur les tarifs d'électricité du statut quo ou encore de certains changements administratifs. Voyons maintenant les tarifs prévus selon ces diverses options pour le Yukon d'abord, puis, pour les T.N.-O.

1. Au Yukon

Ces prévisions du prix de vente de l'électricité au Yukon figuraient dans les témoignages soumis au sous-comité ou émanent du sous-comité lui-même.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Prévision de la *Yukon Electrical*	8.27	8.98	9.10	9.71	11.00
Prévisions de la CENC en retenant					
—les hypothèses de la *Yukon Electrical*	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
—les hypothèses de la CENC	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30

(Suite)	1983	1984	1985	1986	1987
		(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)			
Prévisions du sous-comité					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord	10.85	10.95	11.32	12.22	12.86
Vente de l'avoir de la CENC à des société privées d'utilité publique selon la valeur aux livres	9.93	9.89	10.35	11.26	12.04
Créations de sociétés de la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés publiques	10.59	10.57	10.94	11.59	12.30
Création de sociétés la la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés privées	10.16	10.10	10.42	11.14	11.83

Ces prévisions indiquent que les changements administratifs, à eux seuls, ne pourront réduire, de façon significative les tarifs d'électricité au Yukon. La *Yukon Electrical* produit de l'électricité à un prix moindre à cause de la radiation de 30 millions de dollars sur la dette. Toutes les autres prévisions donnent des résultats semblables, à savoir que les tarifs d'électricité au Yukon dépassent presque tous les autres tarifs applicables, partout au Canada.

2. Territoires du Nord-Ouest

Comme ni la CENC ni les sociétés privées d'utilité publique n'ont soumis de prévisions concernant les T.N.-O., seules les prévisions préparées pour le sous-comité sont disponibles; celles-ci prévoient les tarifs suivants, pour les cinq prochaines années:

	1983	1984	1985	1986	1987
		(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)			
T.N.-O.					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord	18.03	19.71	21.95	22.30	24.02
Vente de l'avoir de la CENC à des sociétés privés d'utilité publique selon la valeur aux livres	16.21	17.48	19.85	20.67	22.62
Création de sociétés de la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés publiques	17.77	19.41	21.69	21.81	23.66

(Suite)	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Création de sociétés de la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés privées	16.57	17.88	20.36	20.90	22.45

Ces prévisions indiquent que peu importe les changements administratifs apportés, les tarifs, dans les T.N.-O., ne seront pas beaucoup plus élevés qu'au Yukon et qu'ailleurs au Canada.

B. Influence sur les tarifs de la radiation de la dette et d'un financement par voie de subventions pour fins d'immobilisations

La radiation complète, par le gouvernement fédéral, de la dette existante de la CENC et le financement des besoins futurs en capital par voie de subventions pour fins d'immobilisations auraient les effets suivants sur le Yukon:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Incidences pour le Yukon					
Économie	(2.00)	(2.27)	(5.40)	(5.43)	(5.21)
Influence sur l'option la plus coûteuse (arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord)	8.85	8.68	5.92	6.79	7.65
Influence sur l'option la moins coûteuse (création de sociétés de la Couronne territoriales, où la gestion et l'exploitation sont assurées par des sociétés privées	8.16	7.83	5.02	5.71	6.62

Les avantages accrus pour le Yukon, durant les dernières années, reflètent les économies que présente pour celui-ci l'octroi de subventions pour fins d'immobilisations relativement à la construction de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse. Si la société était libérée de sa dette, le coût de l'hydro-électricité serait nettement inférieur à celui de la pétro-électricité. Si seule la dette existante était annulée et que la quatrième turbine était

financée par des prêts consentis par le gouvernement fédéral, les tarifs équivalents s'établiraient comme suit:

1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)			
8.10	7.96	8.34	9.13	9.81

Ces tarifs figurent quand même parmi les plus élevés au Canada

La radiation complète, par le gouvernement fédéral, de la dette existante de la CENC et le financement des besoins futurs en capital par voie de subventions pour fins d'immobilisations auraient les effets suivants sur les T.N.-O.:

	1983	1984	1985	1986	1987
		(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)			
Incidences pour les T.N.-O.					
Économie	(3.89)	(4.45)	(4.90)	(3.73)	(3.65)
Influence sur l'option la plus coûteuse arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord	14.14	15.26	17.05	18.57	21.37
Influence sur l'option la moins coûteuse (création de sociétés de la Couronne territoriales, où la gestion et l'exploitation sont assurées par des sociétés privées)	12.68	13.43	15.46	17.17	18.80

Ces comparaisons indiquent que, même en retenant l'option la moins coûteuse, les tarifs d'électricité dans les T.N.-O. seraient nettement plus élevés qu'ailleurs au Canada.

C. Fixation des taux après la mise en œuvre des recommandations du sous-comité

Les calculs qui précèdent montrent bien que les taux moyens appliqués à l'énergie électrique au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest dépassent les taux en vigueur dans la plupart des provinces canadiennes. Le gouvernements territoriaux, ainsi que de nombreux consommateurs du Nord, estiment qu'il ne peut y avoir équité que si les taux moyens en vigueur dans ces Territoires sont comparables à ceux de chaque province du Canada. L'utilisation d'un territoire entier comme zone tarifaire est consacrée depuis 1975 par les dispositions de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

Une autre solution, qui était en vigueur avant la modification de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien en 1975, consistait à considérer chaque emplace-

ment ou chaque réseau comme zone tarifaire distincte. Le coût de l'énegie électrique dans les secteurs desservis principalement par des centrales hydro-électriques se rapproche davantage des coûts en vigueur ailleurs au Canada. L'énergie produit par diesel entraîne des taux excessifs dans les régions éloignées. Si cette solution était encore en vigueur, la plupart des agglomérations paieraient des taux très différents des taux moyens.

Le gouvernement fédéral devrait-il accorder son aide sur une échelle qui permettrait de ramener à un niveau raisonnable les taux moyens dans chaque territoire, ou s'il devrait subventionner seulement les secteurs où ces taux sont vraiment trop élevés? Le sous-comité a opté pour une aide sur ces deux points.

En premier lieu, le sous-comité a suggéré que l'actif actuel de la Commission d'énergie du Nord canadien soit transféré aux nouvelles sociétés de la Couronne territoriales, sans transfert de la dette. Dans de nombreux secteurs, les taux resteraient encore extrêmement élevés, mais dans d'autres, ils pourraient être plus bas qu'à bien des endroits ailleurs au Canada.

Là où les taux seraient excessifs, même après l'annulation totale de la dette existante, le sous-comité propose que les immobilisations futures soient financées par des subventions d'équipement du gouvernement fédéral, assorties de subventions d'exploitation si elles ne sont pas suffisantes. Il s'agit d'une aide sélective qui ne profiterait qu'aux secteurs où les coûts sont plus élevés.

Dans les endroits où les taux sont raisonnables par comparaison au reste du Canada, la remise de la dette existante pourrait amener les coûts à un niveau inférieur aux taux demandés ailleurs au Canada. Les régies territoriales de service public auraient donc le choix

—d'approuver les taux pour les emplacements qui donnent aux consommateurs des secteurs touchés le plein avantage de la remise de la dette, ou

—d'obliger les consommateurs de ces secteurs à payer des taux suffisants pour couvrir les coûts originaux même s'il n'y a pas de dette à rembourser.

Dans ce dernier cas, les régies pourraient se servir de leurs revenus excédentaires à leurs dépenses réelles pour tenter d'atteindre des taux considérés comme justes pour le territoire. Elles pourraient par exemple uniformiser les taux dans tout le territoire, c'est-à-dire accorder une aide supplémentaire aux secteurs où les coûts sont élevés, ou utiliser ces revenus pour construire de nouvelles contrales électriques d'envergure qui profiteraient à l'ensemble du territoire, par le biais des exportations d'énergie ou de l'implantation de nouvelles industries.

Le sous-comité préconise, dans la mesure du possible, de soumettre les nouvelles centrales électriques à un véritable test de rentabilité économique. C'est pourquoi il a

suggéré d'utiliser des capitaux privés pour financer ces nouvelles centrales et de retarder seulement le paiement de la dette, sans la remettre complètement, là où la viabilité économique future semble très possible.

La remise de la dette existante, de même que les futures subventions d'équipement et d'exploitation accordées pour les secteurs où les coûts sont élevés, donneront aux nouvelles sociétés de la Couronne territoriales une occasion de fournir une partie des capitaux nécessaires pour les nouvelles entreprises qui semblent devoir recouvrer pleinement leurs coûts.

Comme il l'a déjà indiqué, le sous-comité ne possède pas de formule magique pour décider des taux justes dans le Nord. Ces taux doivent être établis par voie de négociation entre les gouvernements fédéral et territoriaux. La dette existante étant annulée, le sous-comité estime que ce processus devrait prendre la forme suivante:

—les gouvernements fédéral et territoriaux, par voie de négociation, fixeront des maximums pour les taux relatifs à l'énergie électrique dans chacun des Territoires, en tenant compte des taux en vigueur ailleurs au Canada.

—les sociétés de la Couronne territoriales prépareront des budgets, comme les demandes actuelles relatives aux taux, en indiquant pour chaque emplacement ou chaque réseau les subventions d'exploitation et d'équipement dont elles auront besoin pour maintenir en-deça de ces maximums, les taux relatifs à l'énergie électrique, et ce qu'elles se proposent de faire avec les revenus excédentaires provenant des autres secteurs;

—les gouvernements territoriaux incluront ces subventions dans leurs propres prévisions budgétaires, en réévaluant les répercussions des taux maximums sur les ressources qui peuvent être réparties ailleurs, après avoir tenu compte des niveaux de référence fixés par le gouvernement fédéral;

—le gouvernement fédéral réétudiera les taux maximums lorsqu'il passera en revue les prévisions budgétaires des Territoires à la lumière de ses propres priorités budgétaires;

—les régies de service public étudieront les taux maximums selon lesquels les subventions sont déterminées et décideront si elles doivent aller chercher des fonds supplémentaires à même leurs revenus exédentaires provenant d'autres sources, si elles doivent réduire les taux dans ces endroits où les coûts sont peu élevés, ou si elles doivent utiliser ces revenus excédentaires pour établir des réserves destinées à financer d'importants nouveaux projets;

—les subventions fédérales d'équipement et d'exploitation seront confirmées; sinon, les maximums devront être révisés.

Ainsi, les taux maximums relatifs à l'énergie électrique seront fixés dans le cadre du processus global de répartition des ressources des deux gouvernements, ce qui détruira

l'hypothèse de travail tout à fait farfelue selon laquelle la Commission d'énergie du Nord canadien fonctionne actuellement, c'est-à-dire qu'il est possible de faire payer aux usagers la totalité des coûts de l'énergie électrique dans toutes les localités du Nord. Lorsque des taux raisonnables sont possibles, la remise de la dette existante représentera la contribution du Canada pour aider les Territoires à établir, dans le domaine de l'énergie électrique, l'infrastructure nécessaire à leur développement économique.

Dans la mesure où les ressources territoriales sont utilisées principalement pour le développement de l'ensemble de l'économie canadienne, le financement de l'infrastructure dans le domaine de l'énergie électrique au nord du 60e parallèle ne peut reposer uniquement sur les usagers du Nord, mais doit être assumé, jusqu'à un certain point, par tous les Canadiens, par l'entremise de leur gouvernement fédéral.

ANNEXE A

LISTE DES TÉMOINS

Voici une liste des personnes qui ont soumis un témoignage au sous-comité, lors des audiences tenues dans le Nord en mai, juin, août et septembre 1981:

YELLOWKNIFE (T.N.-O), le 30 mai 1981:

Du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest:

L'hon. George Braden,
ministre de la Justice et des Services publics;

L'hon. Richard Nerysoo,
ministre de l'Énergie;

M.W.G. Stephen,
expert-conseil attaché à la Régie des services publics.

De l'Association des municipalités des Territoires du Nord-Ouest:

M. Walter Kudelik,
président.

De la Cominco/Pine Point Mines Ltd:

M. James R. Greenhalgh,
directeur, Opérations intégrées, *Cominco Ltd.*;

M. David P. Henry,
surintendant, Ateliers et services,
Pine Point Mines Ltd.;

M. Eric N. Wright,
comptable.

De la Chambre de commerce de Hay River, de la Municipalité de Hay River et de la Société de développement économique de Hay River et de sa région:

Mlle Frances Hasey,
porte-parole;

M. Jim May,
directeur divisionnaire, *Alberta Power Ltd.*

De la ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.:

M. Gary Hoffman,
vice-président, Administration des tarifs;

M. R.B. Callow,
vice-président et directeur général;

M. John Carstairs,
secrétaire juridique.

De la Chambre des mines des Territoires du Nord-Ouest:

M. Terry Daniels,
directeur général.

De l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest:

Mme Lynda Sorensen,
député de Yellowknife Sud.

De la ville de Yellowknife:

M. Michael Ballantyne,
maire.

De l'Association des consommateurs du Canada, section de Yellowknife:

Mme Lynda Sorensen,
membre du Conseil d'administration.

De la Fédération du travail des Territoires du Nord-Ouest:

M. Phil Molloy,
président;

M. Cliff Reid,
vice-président.

INUVIK (T.N.-O.), le 1er juin 1981:

De la ville d'Inuvik:

M. Doug Billingsley,
conseiller municipal;

M. Tom Zubko,
conseiller municipal.

De l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest:

M. Tom Butters,
député d'Inuvik.

TUKTOYAKTUK (T.N.-O.), le 1er juin 1981:

De la localité incorporée de Tuktoyaktuk:

M. Vince Steen,
maire;

M. Emmanuel Felix Sr,
maire adjoint;

M. John Steen,
conseiller municipal;

M. William Nasogaluak,
conseiller municipal;

Mme Linda Cockney;

M. Doug Pow;

Mme Sarah Anderson.

De l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest:

Mlle Nellie Cournoyea,
député de l'Ouest de l'Arctique.

FARO (Yukon), le 3 juin 1981:

De la Société minière Cyprus Anvil:

M. A.H. Von Kursell,
vice-président;

Mlle Laurie Patham,
directeur, Administration corporative;

M. Syd Taylor,
expert en travaux de génie.

De l'Assemblée législative du Yukon:

M. Maurice Byblow,
député de Faro.

De la Ville de Faro:

M. Rennie Mitchell,
maire.

WHITEHORSE (Yukon), le 4 juin 1981:

De la Yukon Conservation Society:

M. Max Fraser,
président intérimaire;

M. Tom Munson,
membre du Conseil d'administration;

M. Tony Hodge,
membre du Conseil d'administration;

M. Doug Craig,
membre du Conseil d'administration;

Mlle Nancy MacPherson,
membre du Conseil d'administration;

M. Bob McCandless,
membre du Conseil d'administration.

De l'Université de la Colombie-Britannique:

M. Irving K. Fox,
professeur.

De la cité de Dawson:

M. Peter Jenkins,
maire.

Du Parti progressiste-conservateur du Yukon:

M. Bruce Willis,
président;

M. Charlie Friday,
directeur.

De la Chambre de commerce du Yukon:

M. Jack Hogan,
président;

M. George Privett,
directeur.

Du Gouvernement du Yukon:

L'hon. Dan Lang,
ministre du Tourisme et du Développement économique.

De la Yukon Electrical Co. Ltd.:

M. Gary K. Bauer,
directeur.

De l'Alberta Power Ltd.:

M. R.H. Choate,
vice-président.

Du Conseil des Indiens du Yukon:

M. Joe Jack,
vice-président.

De la Yukon Historical and Museums Association:

Mlle Pat McCormack,
présidente.

De la Chambre des mines du Yukon:

M. David H. Waugh,
directeur;

M. David Tenney,
administrateur.

Des Services forestiers du Yukon:

M. Irwin R. Armstrong.

FROBISHER BAY, (T.N.-O.), le 1er septembre 1981:

De la Kamotig Inn:

M. Marcel Mahé,
propriétaire.

De la Frobisher Inn:

M. Dezo Miklos,
propriétaire.

RANKIN INLET (T.N.-O.), le 2 septembre 1981:

Du restaurant Anaka:

M. O. Ittinuar,
propriétaire.

De la Yvo Airut Enterprises:

M. Yvo Airut,
copropriétaire;

M. Celestino Maktah,
copropriétaire.

YELLOWKNIFE (T.N.-O.), le 21 septembre 1981:

De la ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.:

M. R.B. Callow,
vice-président et directeur général;

M. Garry M. Hoffman,
vice-président, Administration des tarifs.

De l'Alberta Power Limited:

M. C.O. Twa,
vice-président;

M. J.R. Frey,
directeur de la planification.

De la Commission d'énergie du Nord canadien:

M. James Smith,
président;

M. Joseph Long,
directeur général;

M. John D. Allan,
directeur général adjoint,
Exploitation et génie.

WHITEHORSE (Yukon), le 22 septembre 1981:

De la Yukon Electrical Company Limited:

M. R.H. Choate,
vice-président;

M. Gary Bauer,
directeur général.

De l'Alberta Power Limited:

M. C.O. Twa,
vice-président;

M. J.R. Frey,
directeur de la planification.

De la Commission d'énergie du Nord canadien:

M. James Smith,
président;

M. Joseph Long,
directeur général;

M. John D. Allan,
directeur général adjoint, Exploitation et génie.

Les personnes suivantes ont soumis des mémoires mais n'ont pas témoigné devant le sous-comité:

M. R.W. Spence,
ingénieur, Yellowknife, T.N.-O.;

M. W.A. Case,
ingénieur, Yellowknife, T.N.-O.;

M. John Zigarlick,
président, *Echo Bay Mines Ltd.*, Edmonton, Alberta.

M. G.M. Furnival,
vice-président administratif et directeur général,
Direction des mines, *Westmin Resources Limited*, Vancouver, C.-B.

Note: Le sous-comité a également tenu une réunion à Ottawa le 30 juin 1981 et il a alors rencontré M. Omand Solandt, président du Conseil des sciences des Territoires du Nord-Ouest.

ANNEXE B

L'ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DE LA CENC

La production de l'électricité, dans les Territoires, a été suscitée par l'extraction et l'exploitation des ressources naturelles. Au Yukon, l'exploitation minière placérienne, sur une grande échelle, a marqué le début des années 1900. D'importantes sociétés privées ont fourni de l'électricité pour soutenir ces exploitations minières, qui se faisaient par dragage et en recourant à la force hydraulique, opérations qui exigeaient d'importants capitaux. Au début des années 1920, les gisements d'argent, de plomb et de zinc de Keno Hill, près de Mayo, ont fait l'objet d'une exploitation minière importante. Ce sont toutefois les problèmes de transport et non pas la disponibilité de l'énergie, qui ont constitué le principal obstacle à la mise en valeur générale du territoire.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, les possibilités de développement industriel du district du Mackenzie furent envisagées avec la découverte de plomb et de zinc à Pine Point, en 1898, de pétrole, à Norman Wells, en 1920, de radium près du Grand lac de l'Ours, en 1932, et d'or, dans la région de Yellowknife, en 1934. Le problème de l'approvisionnement énergétique pour la mise en valeur de la région du Grand lac de l'Ours, après son exploitation, a été résolu en produisant de la pétro-électricité, à partir de diesel amené par barge depuis la petite raffinerie de Norman Wells.

Une économie de libre entreprise, axée sur la viabilité économique, a prévalu jusqu'à la Deuxième guerre mondiale. Les sociétés, laissées en grande partie à elles-mêmes, devaient voir à se procurer tous les services nécessaires à l'exploitation des ressources. Après la Deuxième guerre mondiale, le gouvernement a participé plus activement au développement social et économique du Nord, qui est donc devenu de plus en plus assujetti aux politiques publiques. Le gouvernement fédéral a fourni les transports et l'énergie, lorsque ces derniers étaient difficiles à justifier dans une stricte perspective de viabilité commerciale.

La première initiative fédérale, dans le domaine de la production d'électricité, au nord du 60e parallèle, remonte à 1946, lorsque le ministère des Mines et des Resources a entrepris la constuction d'une centrale hydro-électrique de 7 megawatts, à Snare Rapids, sur la rivière Snare. La centrale fut conçue principalement pour alimenter les installations de la *Giant Yellowknife Gold Mines*, à Yellowknife (T.N.-O.). Une fois le projet achevé en 1948, le Parlement a adopté une loi créant la Comission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, une société de la Couronne chargée d'administrer la centrale et de fournir de l'électricité à divers endroits, dans les T.N.-O.. L'année suivante, la Commission étendait ses services en raccordant à la centrale l'agglomération de Yellowknife et les installations voisines de la *Consolidated Mining and Smelting Company Ltd.*

ANNEXE B

Au moment de l'adoption de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, on estimait que l'électricité constituait un élément essentiel pour assurer l'exploitation efficace des mines, tant au stade du développement qu'au stade de la production. Ainsi, lorsque la Commission participa à l'étude des possibilités d'aménegement d'une centrale hydro-électrique au Yukon, pour desservir l'agglomération de Mayo et la *United Keno Hill Mines*, à Elsa, la loi fut amendée en 1950 pour permettre d'offrir des services semblables au Yukon. Une centrale de 5,4 megawatts fut achevée à Mayo, en 1952 et, en 1957, sa capacité fut portée à 5,8 megawatts; la CENC assuma alors la responsabilité de la distribution de l'électricité au détail, responsabilité jusqu'alors assumée par la *Mayo Light and Power Company*.

Vers la fin de 1958, la centrale hydro-électrique de 11,4 megawatts de Whitehorse Rapids fut commandée pour alimenter Whitehorse.

Entre 1956 et 1959, la Commission a conçu et construit des installations pour fournir à la nouvelle agglomération d'Inuvik des services d'électricité, de chauffage, d'eau et d'égout; tous ces services sont encore assurés aujourd'hui.

La capacité hydro-électrique dans la région de Yellowknife a été accrue en 1960 par la réalisation du projet de Snare Falls, une deuxième centrale hydro-électrique de 7 megawatts construite sur la rivière Snare, à 16 kilomètres en aval de Snare Rapids.

En 1964, la Commission acheva la construction de nouvelles installations à Frobisher Bay, pour remplacer celles que la CENC louait du ministère des Transports depuis plusieurs années. Depuis, les nouvelles installations fournissent de l'électricité et de la chaleur à l'agglomération grâce à un système centralisé. Cinq années plus tard, un projet d'expansion était réalisé pour desservir le nouveau quartier de Astral Hill.

Pour desservir la *Pine Point Mines*, située sur la rive sud du Grand lac des Esclaves, une centrale de 18 megawatts fut construite sur la rivière Taltson, en 1965, au coût de $9,3 millions. Cette centrale a également permis de desservir Fort Smith, Fort Resolution et Pine Point. Avant la mise en service de cette centrale, les besoins en électricité des T.N.-O. avaient été satisfaits grâce à de la pétro-électricité, sauf dans la région de Yellowknife.

La fermeture de l'exploitation par dragage de la *Yukon Consolidated Gold Corporation* amena la Commission à Dawson City, au Yukon, en 1966. Non seulement la Commission y a fourni de l'électricité, mais elle a aussi fourni des services d'eau et d'égout, à l'agglomération, jusqu'à la fin des années 1970.

La troisième turbine de Whitehorse fut achevée en 1969 pour desservir la nouvelle mine Anvil, à Vangorda Creek, au Yukon. Ces travaux portaient la capacité hydro-électrique de la centrale de Whitehorse à 23,2 megawatts.

Entre le milieu des années 1960 et le milieu des années 1970, la Commission a graduellement assumé la responsabilité de diverses centrales au diesel de postes isolés, appartenant au ministère des Transports et au Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. En fait, au début des années 1970, la CENC a enregistré une accélération marquée de ses activités. Des bureaux régionaux furent ouverts à Whitehorse, en novembre 1970, et à Yellowknife, en juin 1971, dans le but d'améliorer les communications internes, le service à la clientèle et l'expertise technique. En 1973, l'administration centrale fut déménagée d'Ottawa à Edmonton. Entre 1970 et 1976, période où la CENC a enregistré la plus grande expansion de son histoire, le nombre de ses installations est passé de 21 à 56. Le prolongement de la grand-route du Mackenzie et le déménagement des bureaux administratifs gouvernementaux de Churchill, au Manitoba, à Rankin Inlet, dans les T.N.-O., ont contribué à étendre les responsabilités de la CENC, dans les T.N.-O., à ce moment-là.

Entre 1971 et 1975, la Commission a entrepris son plus grand projet d'aménagement hydro-électrique, la centrale de la rivière Aishihik. Située à 130 kilomètres au nord-ouest de Whitehorse, la centrale fut commandée à l'été de 1975. Au départ, cette centrale de 33 megawatts devait coûter $17 millions, mais ce coût s'est finalement chiffré à $45,9 millions. La centrale a permis à la Commission de réduire la production de pétro-électricité sur le système de Whitehorse.

La croissance de la demande d'électricité à Yellowknife a nécessité la construction d'une troisième installation sur la rivière Snare. Ce projet a connu un certain nombre de problèmes entre le moment de sa conception en 1971 et l'été de 1976, date à laquelle la centrale de 9,6 megawatts fut enfin commandée. Le coût définitif du projet s'est donc établi à $29,5 millions, soit plus du double du coût original, établi à $14 millions.

Vers 1976, le nombre des installations de la Commission atteignait 56, et il s'est stabilisé à ce niveau, même si la capacité thermique de production a continué à s'accroître au même rythme annuel que par les années précédentes. La décision, prise en juillet 1977, de ne pas construire le pipe-line de la Vallée du Mackenzie a contribué à réduire la croissance de la demande dans les T.N.-O., phénomène partiellement compensé par l'accroissement prévu des besoins en énergie reliés au projet de gazoduc de l'Alaska.

L'administration centrale de la Commission a fait l'objet d'une réorganisation en 1979. Les services de génie et d'opérations ont été fusionnés en un seul service pour améliorer la coordination des projets. Un Service des affaires publiques et corporatives fut créé pour coordonner et administrer les programmes de la Commission en matière de commercialisation et de service à la clientèle.

En 1980, le Conseil du Trésor autorisait la construction d'une quatrième turbine de Whitehorse. Cette installation dont le coût en dollars courants a été estimé à $24 millions, devait être commandée en novembre 1983. La révision des estimations en 1981 a porté ce

coût à $41 millions et le Conseil du Trésor a alors demandé une justification détaillée des nouvelles estimations. En 1982, les coûts étaient passés à $61 millions incluant les intérêts capitalisés. En mars 1982, le gouvernement fédéral autorisait un prêt de 58 millions de dollars pour la construction d'une centrale de 20 megawatts à Whitehorse.

D'autres emplacements possibles, au Yukon, sont présentement à l'étude, sur les rivières Pelly, Ross et Francis. Dans les T.N.-O., suite à un fléchissement de la demande, on n'a pas entrepris la réalisation d'un important programme d'études. Pour remplacer ce programme, la CENC étudie les aspects économiques du remplacement de la pétro-électricité en détournant l'eau vers le bassin de la rivière Snare afin d'accroître la production d'électricité.

ANNEXE C

LES INSTALLATIONS DE LA CENC

Le territoire desservi par la CENC au nord du 60e parallèle englobe 3,9 millions de kilomètres carrés, et s'étend depuis Dawson, dans le centre nord du Yukon, vers l'est, jusqu'à l'île Baffin. Au nord, la Commission dessert une quinzaine d'agglomérations de l'Archipel de l'Arctique, dont la plus septentrionale est celle de Grise Fiord, située à 1,524 kilomètres du Pôle Nord.

Au Yukon, on assure la production et la distribution de l'électricité de trois façons. Dans quatre agglomérations, soit Dawson City, Faro, Johnsons Crossing et Mayo (ainsi qu'à Field (C.-B.)), c'est la Commission qui produit et distribue l'électricité. Dans d'autres agglomérations, la Commission produit l'électricité et la *Yukon Electrical Company Limited* en assure la distribution. Dans ce groupe, on retrouve les agglomérations de Carcross, Carmacks, Haines Junction, Keno City, Ross River et Whitehorse. Dans les autres agglomérations, c'est la *Yukon Electrical Co. Ltd.* qui joue le rôle de producteur et de distributeur: ce groupe comprend les agglomérations de Beaver Creek, Burwash Landing, Destruction Bay, Old Crow, Pelly Crossing, Stewart Crossing, Swift River, Tagish, Teslin, Upper Laird, Watson Lake (et Lower Post, dans le nord de la Colombie-Britannique).

La CENC exploite quatre systèmes dans le Yukon. Le système de Whitehorse, qui comprend les installations hydro-électriques de Whitehorse Rapids et la centrale hydro-électrique Aishihik fournit de l'électricité distribuée par la *Yukon Electrical* aux agglomérations de Carcross, Carmacks, Haines Junction, Ross River et Whitehorse. Faro et la *Cyprus Anvil Mining Corporation* sont également desservis par le système de Whitehorse, dont la capacité totale s'établit à 81,3 megawatts.

La CENC, qui exploite la centrale hydro-électrique de Mayo, fournit le service au détail à cette agglomération; par ailleurs, même si la CENC produit l'électricité destinée à Elsa et à Keno City, c'est la *United Keno Hill Mines Ltd.* et la *Yukon Electrical* qui en assurent la distribution respective à Elsa et à Keno City. Le système de Mayo, qui comprend deux unités de réserve au diesel, a une capacité totale de 6,2 megawatts.

Les deux autres systèmes, au Yukon, desservis directement par la CENC, sont ceux de Johnsons Creek et de Dawson, dont la capacité respective de pétro-électricité s'établit à 2 et à 9 kilowatts. Une unité au diesel, apartenant à la CENC, d'une capacité de 70 kilowatts, alimente l'agglomération de Field, en Colombie-Britannique.

ANNEXE C

Dans les Territoires du Nord-Ouest, la Commission produit et distribue de l'électricité à toutes les agglomérations, à quelques exceptions près. La CENC assure un service d'électricité au détail à 49 agglomérations; l'*Alberta Power Limited* dessert les agglomérations de Dory Point, Entreprize, Fort Providence et Hay River. A Yellowknife, la CENC fournit de l'électricité en gros à la *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.*, qui en assure la distribution.

La CENC exploite 46 systèmes d'électricité distincts dans les T.N.-O. Le système Snare-Yellowknife a une capacité totale de 35,7 megawatts, ce qui comprend la capacité de production de pétro-électricité de réserve à Rae-Edzo. Ce système fournit de l'électricité en gros à Yellowknife, à la *Giant Yellowknife Mines Ltd.* et à la *Whitehorse Copper Mines*, subvient à une partie des besoins de la *CON Mine* et alimente également directement l'agglomération de Rae-Edzo.

Le système de Fort Smith-Pine Point dessert les agglomérations de Pine Point, Pine Point Mines, Fort Resolution et Fort Smith. La capacité hydro-électrique du système s'établit à 20,8 megawatts alors que sa capacité pétro-électrique est de 17 megawatts, soit un total de 37,8 megawatts.

Les autres agglomérations des T.N.-O. sont desservies par leurs propres unités au diesel; la plus petite, d'une capacité de 61 kilowatts, se trouve à Jean Marie River, et la plus grosse, d'une capacité de 15,6 megawatats, se trouve à Inuvik. La Commission assure également des services de chaufage, d'eau et d'égout à l'agglomération d'Inuvik et fournit un service de chauffage central en gros au Gouvernement des T.N.-O., pour distribution à Frobisher Bay.

ANNEXE D

ANALYSE DU PROJET D'ENTREPRISE MIXTE PROPOSÉ PAR LA YUKON ELECTRICAL ET DE LA CONTRE-PROPOSITION FORMULÉE PAR LA CENC

Dans leur témoignage au sous-comité, les sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord ont dénoncé la politique fédérale qui les empêche de participer à la production et au transport de l'électricité dans le Nord. Le 2 novembre 1981, à la demande du sous-comité, la *Yukon Electrical Company Limited* a soumis le détail de sa propre proposition visant la création d'une société d'énergie mixte qui prendrait en charge tant ses actifs et ses activités au Yukon que ceux de la CENC. La société a proposé que les actions de la nouvelle société soient au départ répartis également entre la *Yukon Electrical* et le gouvernement fédéral, la part de ce dernier pouvant être transférée au Gouvernement du Yukon. La proposition suggérait également que la société puisse éventuellement lever des fonds supplémentaires en vendant des actions à d'autres parties intéressées, même si cette disposition ne faisait pas partie du projet original. La *Yukon Electrical Company Limited* proposait les conditions suivantes:

—les installations en service, les travaux de construction en cours et les inventaires de la *Yukon Electrical Company Limited*, de la *Yukon Hydro Company Limited* et de la Commission d'énergie du Nord canadien seraient transférés à la nouvelle société, en retenant leur coût original moins l'amortissement accumulé (c'est-à-dire, les montants actuellement admis pour les fins de l'établissement de la base tarifaire);

—la centrale hydro-électrique Aishihik serait dévaluée de $30 millions;

—la considération pour les actifs acquis serait la prise en charge de la dette de la CENC (moins la dévaluation de $30 millions) dans le cas de la CENC, et l'émission d'actions ordinaires dans le cas de la *Yukon Electrical*;

—le gouvernement fédéral fournirait des liquidités équivalant à l'avoir de la *Yukon Electrical* en échange d'un avoir de 50 p. 100 (Cela était nécessaire parce que le gouvernement fédéral n'a aucun avoir libéré dans la CENC);

—la société réaliserait un bénéfice de 20 p. 100 sur les actions ordinaires et verserait des dividendes représentant 50 p. 100 des bénéfices de la nouvelle société.

La proposition de la *Yukon Electrical* retenait également certaines hypothèses en matière d'exploitation, de financement, de comptabilité et d'inflation, concernant divers

facteurs comme la charge, les frais d'exploitation et les coûts et le moment du parachèvement de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse. Les prévisions de la *Yukon Electrical* sont fondées sur son propre budget et sur les chiffres de la CENC pour l'exercice financier 1981-1982, et tiennent compte d'un taux inflationnaire d'environ 12 p. 100 pour chacune des cinq années incluses dans ses prévisions.

La proposition précisait que tous les employés de la CENC actuellement en poste au Yukon, seraient embauchés par la nouvelle société, mais que toutes les opérations faites par la CENC à Edmonton seraient entreprises par les sociétés mères de la *Yukon Electrical*. La proposition précisait le pourcentage des coûts actuellement assumés par la *Yukon Electrical* et relevait marginalement les pourcentages pour refléter le fardeau additionnel des opérations élargies de la nouvelle société.

Dans une lettre en date du 13 janvier 1982, la CENC a répondu à la proposition de la *Yukon Electrical* en proposant une autre solution impliquant la prise en charge des actifs et des opérations de cette société privée.

Les principales préoccupations de la CENC relativement à la proposition de la *Yukon Electrical* se reflétaient dans son opposition:

—à la dévaluation de $30 millions de la centrale hydro-électrique Aishihik (la CENC soutient que cette centrale est économiquement viable lorsqu'on tient compte du prix éventuel du diesel);

—à la structure financière également répartie (50-50), étant donné l'apport plus faible d'actifs de la *Yukon Electrical*;

—à l'absence de toute disposition de rachat, pour protéger la position des gouvernements fédéral et territorial dans l'éventualité où l'entreprise mixte publique/privée devait s'avérer n'être qu'un arrangement temporaire; et

—au bénéfice de 20 p. 100 sur l'avoir, jugé excessif.

La CENC a également fait valoir qu'on n'avait pas bien précisé comment la nouvelle société procéderait au financement des nouveaux projets exigeant des immobilisations importantes.

La CENC désavouait également plusieurs des hypothèses faites par la *Yukon Electrical* en matière d'exploitation, de financement et de comptabilité, notamment:

—le coût et la date cible de parachèvement de la quatrième turbine de Whitehorse;

—l'établissement d'un nouvel échancier de remboursement de la dette de la CENC due au gouvernement fédéral;

—la capacité de production hydro-électrique prévue; et

—les taux d'inflation retenus

Dans sa contre-proposition, la CENC a présenté deux prévisions de recettes et de dépenses pour une entreprise unique d'utilité publique au Yukon, les deux prévisions retenant une propriété publique entière, par opposition à une entreprise mixte (publique-privée) telle que proposée par la *Yukon Electrical*. Une prévision retenait la prévision du marché et l'estimation de la capacité hydro-électrique disponible, établies par la *Yukon Electrical*, alors que l'autre était fondée sur ses propres estimations et prévisions. Cette dernière ne retenait pas la dévaluation de la centrale Ashihik et utilisait des estimations beaucoup plus modérées au chapitre de l'inflation.

Les prévisions contenues dans la proposition de la *Yukon Electrical* de même que les prévisions de la CENC peuvent être comparées comme suit:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Prévisions de la *Yukon Electrical*	8.27	8.98	9.10	9.71	1.00
Prévision de la CENC					
les hypothèses de la *Yukon Electrical*	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
les hypothèses de la CENC	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30

La proposition de la *Yukon Electrical* se traduit par des prix de vente supérieurs à ceux obtenus par la prévision de la CENC, en retenant les mêmes hypothèses concernant le volume et la capacité hydro-électrique, parce que:

—la proposition de la *Yukon Electrical* prévoit un rendement de 20 p. 100 sur l'avoir, tant sur l'avoir fourni par la société privée que sur celui fourni par le gouvernement fédéral, et qu'aucun rendement n'est requis dans le cas de l'entreprise publique proposée;

—la CENC n'a pas à payer d'impôt fédéral ou territorial sur le revenu.

Il ne serait pas avisé d'accorder trop d'importance à ces économies apparentes puisque les coûts supplémentaires pour l'entreprise constituent en fait des revenus supplémentaires pour les gouvernements, revenus qui peuvent être utilisés pour subventionner d'une façon ou d'une autre le consommateur ou l'entreprise d'utilité publique. La seule différence de coût réel

entre ces deux propositions se situe au niveau du taux de rendement supérieur retenu par la *Yukon Electrical* sur ses actifs existants et sur les additions prévues durant la période de prévision. La *Yukon Electrical* a depuis déclaré qu'elle serait disposée à accepter un taux de rendement inférieur, notamment le taux de 15,5 p. 100 qui lui est actuellement consenti.

Une hypothèse très peu réaliste se retrouve dans cette même prévision de la CENC. Celle-ci suppose que *l'Alberta Power* fournirait des services administratifs, au prix coûtant, durant une période intérimaire de cinq ans. Ailleurs dans son mémoire, la CENC a contesté la pertinence d'une telle mesure pour les motifs suivants:

—la zone tarifaire des T.N.-O. devrait supporter tous les coûts de l'administration centrale de la CENC à Edmonton; et

—la prestation de service extra-territorial va à l'encontre de la politique et des intérêts des gouvernements territoriaux.

Selon le sous-comité, la CENC aurait dû supposer que ses propres frais d'administration seraient maintenus, et seraient même grevés par les frais supplémentaires du déménagement vers le Nord. Même si les gouvernements territoriaux pourraient accepter qu'une société privée d'utilité publique fournisse ces services à partir d'Edmonton, en raison des économies pour les consommateurs nordiques, la CENC peut difficilement justifier le maintien de services bien identifiés, depuis une ville du Sud.

ANNEXE E

ANALYSE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ SELON DIVERSES OPTIONS ADMINISTRATIVES

La Partie III du présent rapport recommandait un certain nombre d'options sur le plan de l'administration et du financement. La présente annexe examine le coût des options suivantes:

—le maintien des arrangements actuels;

—le maintien des arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord;

—la vente de tous les avoirs de la CENC à des sociétés privées d'utilité publique selon leur valeur aux livres;

—l'établissement de sociétés de la Couronne territoriales, où les services de gestion seraient fournis par le personnel de la CENC ou ses successeurs; et

—l'établissement de sociétés de la Couronne territoriales, où les services de gestion seraient fournis par des sociétés privées d'utilité publique.

Comme la proposition de la *Yukon Electrical* et la contre-proposition de la CENC, analysées à l'Annexe D, sont difficiles à comparer, la firme Coopers & Lybrand, au nom du sous-comité; a établi ses propres prévisions de façon à mieux isoler les décisions sur lesquelles le gouvernement fédéral a prise. Le sous-comité a également utilisé des données récentes sur le coût de la quatrième turbine de Whitehorse. Ces prévisions visent également les T.N.-O., pour lesquels ni la *Yukon Electrical* ni la CENC n'a fourni de prévision pertinente.

En règle générale, Coopers & Lybrand retient des hypothèses concernant la capacité de production, le volume des ventes et les coûts, qui se rapprochent beaucoup de celles de la CENC. Même si ces hypothèses peuvent nettement influencer le prix du kWh payé par le consommateur, elles ont le même effet peu importe les options retenues en matière d'administration et de financement.

Les chiffres qui suivent présentent le prix de l'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, selon diverses options sur le plan de l'administration. On suppose que la CENC serait répartie en deux entités distinctes, même si certains services corporatifs

peuvent être maintenus sur une base intégrée. Les données concernant les deux Territoires pourraient être regroupées sans grande difficulté, pour obtenir les coûts en retenant une administration unique pour les deux Territoires, puisque les économies et les coûts ajoutés par une administration combinée seraient fort marginaux. Mais ceci n'a pas été fait, parce qu'on a voulu simplifier la présentation des diverses options.

1. Tarifs si la CENC et les sociétés privées d'utilité publique doivent poursuivre leurs activités dans le cadre des arrangements actuels

Même si le sous-comité estime que le gouvernement fédéral ne peut pas ne pas prendre certaines mesures pour réduire le prix actuel et éventuel de l'électricité dand le Nord, il importe d'envisager les répercussions qu'entraînerait l'absence de changements administratifs ou financiers majeurs. Ceci permet d'établir un cas de référence en regard duquel les avantages et les coûts de diverses options peuvent être comparés. Les principales hypothèses retenues pour déterminer le cas de référence étaient les suivantes:

—pour établir la capacité de production d'électricité, on a supposé que la CENC parachèverait la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse, tout comme la *Yukon Electrical*, son projet de McIntyre Creek, et on a supposé que les conditions de faible débit d'eau se maintiendraient au système Whitehorse—Aishihik—Faro, et qu'elles s'amélioreraient quelque peu au système Snare—Yellowknife;

—on a supposé que les besoins d'électricité s'accroîtront dans les T.N.-O. pour assurer l'expansion de la raffinerie de Norman Wells et pour répondre aux besoins de la prospection pétrolière ailleurs;

—on a prévu aucune ouverture ou fermeture de mine importante, sauf la fermeture possible des installations de la *Whitehorse Copper Mine*, au Yukon, et de la *Giant Yellowknife Mines*, dans les T.N.-O., en septembre 1983;

—le prix du carburant a été basé sur les prix du Programe énergétique national, avec un redressement pour tenir compte du coût de la livraison jusqu'aux capitales territoriales;

—le taux de rendement, dans les cas des sociétés privées d'utilité publique, a été fondé sur les taux de rendement actuels, et non pas sur le taux proposé dans le mémoire de la *Yukon Electrical*;

—la provision pour éventualités, de la CENC, établie à $10 millions, a été répartie comme suit: $4 millions pour le Yukon, et $6 millions pour les T.N.-O.

Ces chiffres sont fondés sur les propositions tarifaires de la CENC pour la période 1982-1983, sur les plans d'action des sociétés privées d'utilité publique ainsi que sur les taux d'inflation de la *Yukon Electrical*.

Incidences pour le Yukon

La prévision du sous-comité, fondée sur ces hypothèses, se compare aux prévisions de la *Yukon Electrical* et de la CENC comme suit:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Prévision de la *Yukon Electrical*	8.27	8.98	9.10	9.71	11.00
Prévision de la CENC					
les hypothèses de la *Yukon Electrical*	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
les hypothèses de la CENC	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30
La prévision du sous-comité	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71

Le coût nettement plus élevé de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse explique en grande partie le fait que la prévision du sous-comité dépasse celle de la CENC, en retenant ses propres hypothèses. La CENC a prévu que les travaux seraient terminés en décembre 1983, au coût de $46,6 millions. Une estimation récente porte ce coût à $61 millions, ce qui comprend les intérêts capitalisés.

Incidences pour les Territoires du Nord-Ouest

Comme ni l'entreprise publique ni les sociétés privées n'ont présenté de prévision du coût de l'énergie dans les T.N.-O., on peut uniquement faire des comparaisons par rapport aux tarifs présentés dans le mémoire de la CENC sur les tarifs pour 1982-1983. Le tarif moyen pour l'ensemble du territoire s'établit à 15,28 ¢ le kWh, pour l'exercice 1982-1983. Les tarifs qui suivent comprennent les redressements courants pour tenir compte du prix du carburant:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
La prévision du sous-comité	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66

La hausse du coût du carburant diesel, prévue dans le Programe énergétique national, influence nettement ces prix du fait qu'aucun des grands projets hydro-électriques ne réduira

la consommation de diesel. Même si on enregistrera un certain fléchissement de la demande si la *Giant Yellowknife Mines* ferme ses portes, cette baisse sera plus que compensée par l'accroissement de la demande ailleurs.

2. Tarifs en retenant les arrangements actuels, sauf pour le déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord

La CENC a proposé de déménager ses services opérationnels et techniques à Whitehorse et à Yellowknife et de déménager les autres employés d'Edmonton, dans les années qui suivront, à l'exception d'un petit groupe d'employés corporatifs qui pourraient demeurer en place. Le ministre a repoussé l'autorisation de ce projet, en attendant la publication du rapport du sous-comité et le parachèvement de certaines études gouvernementales. Cette option illustre l'importance financière de ce déménagement, même en supposant qu'aucun autre changement administratif ou financier ne se fasse.

Dans les prévisions financières reliées à cette option, le sous-comité a repris les données présentées dans le mémoire soumis au ministre par la CENC, sauf pour les changements suivants:

—on a supprimé le 10 p. 100 inclus comme provision pour éventualités;

—on a utilisé des chiffres établis par la CENC, mais non reproduits dans le mémoire, pour préciser le coût du déménagement étalé, durant la deuxième et troisième années; et

—on a attribué aux chiffres un coefficient d'inflation identique à celui utilisé dans les autres prévisions.

Les coûts prévus dans le cadre de cette option supposent également le maintien de tous les services existants, sans recourir à des contractuels ou encore aux services de sociétés privées d'utilité publique pour réduire les frais. Les chiffres ne reflètent pas non plus les économies possibles au niveau des frais de bureau ou des gains de capital qui pourraient être réalisés suite à la fermeture du bureau d'Edmonton. On ne prévoit pas non plus une participation fédérale à ces coûts, comme le demandait la CENC dans son mémoire.

Le coût du déménagement variera selon que celui-ci sera accéléré ou étalé. Dans ce dernier cas, on enregistre des coûts additionnels importants sous forme de chevauchements d'employés et d'installations et de versement de boni d'intéressement durant la période de déménagement. Les coûts ultimes pourraient s'avérer fort différents des prévisions, dépendant de la façon dont se fera le déménagement et de la structure de la nouvelle entreprise d'utilité publique. Puisqu'il est impossible de préciser ces variables à ce stade-ci, les précisions de la CENC à cet égard ont été reprises, avec les modifications susmentionnées.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Incidences pour le Yukon					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement	10.85	10.95	11.32	12.22	12.86
Hausse	.17	.26	.23	.14	.15
Incidences pour les T.N.-O.					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement	18.03	19.71	21.95	22.30	24.02
Hausse	.40	.70	.57	.27	.37

D'aucuns voudront soutenir que le fait de diriger des opérations à partir de deux endroits différents ajoutera aux coûts. Les prévisions de la CENC indiquent toutefois que, sauf pour les chevauchements inévitables durant la période de déménagement, les coûts ajoutés seront minimes.

3. Tarifs en supposant que l'actif de la CENC serait vendu à des sociétés d'utilité publique selon la valeur aux livres

Le transfert des actifs et des opérations de la CENC à des sociétés privées n'est pas intéressant pour plusieurs motifs:

—le gouvernement fédéral est peu susceptible de consentir des prêts ou des subventions pour fins d'immobilisations à une société privée d'utilité publique;

—les frais de financement des sociétés privés sont plus élevés que le coût des prêts consentis par le gouvernement fédéral aux sociétés de la Couronne et aux Gouvernements territoriaux

—la société privée d'utilité publique doit payer des taxes foncières et de l'impôt sur le revenu, charges auxquelles peut se soustraire une entreprise d'utilité publique; et

—la société privée vise la réalisation d'un bénéfice pour ses actionnaires, qui soit au moins aussi attrayant que les autres options offertes sur le marché.

ANNEXE E

On se doit de préciser les répercussions, échelonnées sur les cinq prochaines années, du transfert, par le gouvernement fédéral, des actifs de la CENC à des sociétés privées selon la valeur aux livres. Ce calcul suppose que les sociétés privées n'auraient pas à refinancer la dette existante même si elles n'auraient plus accès aux fonds fédéraux. Elle suppose que le financement par le secteur privé coûterait 1,75 p. 100 plus cher au Yukon et 1,25 p. 100 plus cher dans les Territoires du Nord-Ouest, qu'un financement par le secteur public. Ce pourcentage reflète l'effet cumulatif du financement enregistré par le passé. Même si ces tarifs peuvent être influencés par le moment auquel les investissements passés ont été faits, ils n'en illustrent pas moins l'écart entre les taux et la capacité de la direction à tirer parti des occasions offertes par la fluctuation des taux d'intérêt.

Selon cette option, en regard des arrangements actuels, les tarifs profiteraient de l'élimination des frais d'administration de la CENC, mais seraient grevés par le coût du financement plus élevé du secteur privé. Ce dernier facteur influence peu les prévisions qui suivent parce que le coût additionnel du financement privé de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse est compensé par la provision pour éventualités arrêtée par la CENC et intégrée aux tarifs, dans le cadre des arrangements actuels.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Incidences pour le Yukon					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Après élimination de l'administration de la CENC et de la provision pour éventualités et après redressement pour tenir compte du coût de financement plus élevé.	9.93	89	10.35	11.26	12.04
(Économie)	(.75)	(.80)	(.74)	(.82)	(.67)
Incidences pour les T.N.-O.					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Après élimination de l'administration de la CENC et de la provision pour éventualités et après redressement pour tenir compte du coût de financement plus élevé.	16.21	17.48	19.85	20.67	22.62
(Économie)	(1.42)	(1.53)	(1.53)	(1.36)	(1.04)

Cette option s'appliquerait non seulement en cas de propriété privée complète des installations territoriales, mais également si une partie de l'avoir était acquise par les

gouvernements territoriaux sous forme d'investissement devant générer un revenu. Selon l'option ultérieure favorisant la création d'une société de la Couronne territoriale, l'entreprise ferait tout juste ses frais. Cette option suppose qu'un propriétaire gouvernemental voudra réaliser le même rendement qu'un propriétaire privé.

L'économie prévue est illusoire parce que, au fur et à mesure que le temps passera, l'effet cumulatif du financement par le secteur privé plutôt que par le secteur public, se traduira sans aucun doute par une hausse du prix de l'électricité, à moins de pouvoir réaliser des économies par d'autres moyens.

4. Tarifs si des sociétés de la Couronne territoriales sont créées et si la gestion est assurée par le personnel de la CENC ou par ses successeurs

Cette option suppose que le gouvernement fédéral déléguera aux gouvernements territoriaux la responsabilité complète de la production, du transport et de la distribution de l'électricité sur leurs territoires, même s'il continuera à financer ces activités par des prêts et des subventions pour fins d'immobilisations ou d'exploitation, selon le cas. Ceci serait conforme à la démarche adoptée par le gouvernement fédéral pour la plupart des autres services fournis par les gouvernements et qui profitent principalement aux résidants des Territoires. Cette option suppose que les gouvernements territoriaux créeront des sociétés de la Couronne territoriales pour exploiter les services publics et que ces sociétés seront gérées à peu près de la même façon que la CENC. Le personnel maintenant en poste dans le Nord, à l'emploi de la CENC ou des sociétés privées d'utilité publique, demeurerait le même; les autres employés seraient recrutés chez les employés de la CENC, à Edmonton, ou encore on procéderait au recrutement de la même façon que si la CENC devait déménager.

Selon cette option, les mêmes frais de déménagement seraient encourus mais on réaliserait des économies en supprimant les frais d'administration des sociétés privées d'utilité publique, qui chevauchent actuellement en partie ceux de la CENC, et en ne payant pas l'impôt sur le revenu et le taux de rendement que les sociétés privées intègrent actuellement aux tarifs.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kwh)				
Incidences pour le Yukon					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Après déménagement et acquisition des sociétés privées	10.59	10.57	10.94	11.59	12.30
(Économie)	(.09)	(.12)	(.15)	(.49)	(.41)

ANNEXE E

(Suite)	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kwh)				
Incidences pour les T.N.-O.					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Après déménagement et acquisition des sociétés privées	17.77	19.41	21.69	21.81	23.66
(Économie)	(.14)	(.40)	(.31)	(.22)	(.—)

Une fois de plus, certains soutiendront que les coûts vont augmenter si l'on crée des sociétés de la Couronne territoriales distinctes au lieu de prévoir deux bureaux d'une même société de la Couronne fédérale. On enregistrera sans aucun doute certains coûts supplémentaires, mais on pourra également réaliser des économies en recourant aux services privés ou aux services des gouvernements territoriaux, qui existent dans les capitales territoriales. Dans l'ensemble, ces coûts n'influenceront pas beaucoup la décision, dans un sens ou dans l'autre.

5. Tarifs si les sociétés de la Couronne territoriales sont gérées par des sociétés privées d'utilité publique

Cette option ressemble à l'option précédente et prévoit que le gouvernement fédéral déléguera aux gouvernements territoriaux la responsabilité complète de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, dans les Territoires. Elle est toutefois différente puisqu'on suppose que les sociétés de la Couronne territoriales recourraient aux sociétés privées d'utilité publique pour exploiter les systèmes de production et de transport et qu'elles continueraient à utiliser les services de ces sociétés pour assurer la distribution de l'électricité.

Cette option prévoit une réduction tant des frais d'administration actuels de la CENC que des frais de déménagement vers le Nord. Des honoraires de gestion sont prévus puisqu'on suppose que les sociétés privées d'utilité publique continueront de recevoir une indemnisation égale au taux de rendement courant réalisé sur la base tarifaire actuelle et prévue. On suppose également que ces sociétés récupéreront leurs frais d'administration.

Voici l'influence sur le prix de vente, de la solution qui prévoit le recours à des sociétés de la Couronne territoriales, faisant appel à des sociétés privées.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kwh)				
Incidences pour le Yukon					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.79
Après élimination des frais d'administration de la CENC et des économies réalisées au titre des taxes foncières	10.16	10.10	10.42	11.14	11.85
(Économie)	(.52)	(.59)	(.67)	(.94)	(.94)
Incidences pour les T.N.-O.					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.84	22.03	23.66
Après élimination des frais d'administration de la CENC et des économies réalisées au titre des taxes foncières	16.57	17.88	20.82	20.90	22.45
(Économie)	(.06)	(1.13)	(1.02)	(1.13)	(1.21)

L'exploitation par l'entreprise privée des sociétés de la Couronne territoriales présente un avantage marqué: les sociétés privées peuvent faire appel aux compétences administratives et techniques des sociététs mères. Cette option atténue l'appréhension voulant que le partage de la CENC en deux sociétés de la Couronne en réduise les moyens.

ANNEXE F

LA LOI SUR LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Chapitre N-21

Loi concernant la fourniture d'énergie électrique et autres services publics dans le Nord canadien. 1956, c. 42, art. 1.

Modifié par 1970 (1er Supp.), c. 16; 1975, Bill C-13; 1977, c. 34.

Titre abrégé

Titre abrégé

1. La présente loi peut être citée sous le titre: *Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien*; 1956, c. 42, art. 2.

Interprétation

Définitions

2. Dans la présente loi

«Commissions»

«Commission» désigne la Commission d'énergie du Nord canadien;

ANNEXE F

«installation»

«installation» signifie les facilités de production, de fourniture, de contrôle, de transmission ou de distribution d'un service public et comprend l'emplacement de ces facilités, de même que tous les terrains, l'eau, les droits d'utilisation d'eau, les bâtiments, les ouvrages, les machines, l'équipement, les matériaux, les lignes de transmission, les lignes de distribution, les pipe-lines, les fournitures et l'outillage, le matériel de construction, les magasins et approvisionnements, acquis, construits ou utilisés à ces fins ou à cet égard, ou y adaptés;

«membre»

«membre» désigne un membre de la Commission;

«Ministre»

«Ministre» désigne le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien;

«municipalité»

«municipalité» comprend un district municipal et un district d'amélioration locale, établi en vertu d'une ordonnance des territoires du Nord-Ouest ou du territoire du Yukon;

«projet»

«projet» signifie tout plan visant le développement, l'agrandissement, la construction, l'achat ou la location d'une installation et comprend l'enquête sur tout semblable plan;

«service public»

«service public» signifie

a) l'énergie électrique produite par des machines hydrauliques, électriques ou à vapeur, ou par des moteurs à combustion interne, ou au moyen du gaz, du pétrole, ou par tout autre procédé,

b) l'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou d'air chaud, produite par quelque procédé pour le chauffage de bâtiments ou pour l'usage domestique ou pour usage dans une entreprise commerciale ou manufacturière ou un procédé industriel,

c) l'eau fournie pour usage domestique ou pour servir dans une entreprise commerciale ou manufacturière ou un procédé industriel,

d) les systèmes d'égouts, et

e) les réseaux téléphoniques;

«taux»

«taux» signifie les taxes fixées ou établies pour la fourniture d'un service public et inclut toutes les conditions d'approvisionnements y relatives. 1956, c. 42, art. 2; 1966-67, c. 25, art. 40.

Établissement d'une commission

Établissement d'une commission

3. (1) Est par les présentes établie, pour les objets énoncés dans la présente loi, une corporation appelée «Commission d'énergie du Nord canadien».

Constitution

(2) La Commission se compose d'un président et de quatre autres membres qui sont nommés par le gouverneur en conseil.

Nomination

(2.1) Deux des membres de la Commission, autres que le président, sont nommés l'un sur la recommandation du commissaire en conseil des territoires du Nord-Ouest et l'autre sur la recommandation du commissaire en conseil du territoire du Yukon.

Président

(3) Le président est le fonctionnaire exécutif en chef de la Commission.

Durée des fonctions

(4) Les membres de la Commission occupent leur charge à titre amovible.

Rémunération

(5) Chaque membre de la Commission reçoit, pour ses services, les montants que fixe le gouverneur en conseil.

Vacance

(6) Une vacance parmi les membres de la Commission n'entrave pas le droit d'agir des autres membres.

Quorum

(7) Le quorum n'est dûment constitué et ne permet de délibérer que si préavis de la réunion a été donné à chaque membre de la Commission, à son lieu ordinaire de résidence, vingt-quatre heures avant la réunion.

Règles

(8) La Commission peut édicter des règles pour la conduite de ses délibérations et l'accomplissement de ses devoirs et fonctions aux termes de la présente loi.

Instructions

(9) La Commission doit se conformer aux instructions que lui donne, à l'occasion, le gouverneur en conseil ou le Ministre en ce qui concerne l'exercice de ses pouvoirs.

Frais faits par les membres

(10) Il peut être payé à chaque membre de la Commission les frais raisonnables de déplacement et de subsistance faits par lui dans l'exercice de ses fonctions en vertu de la présente loi, S.R., c. 196, a. 3; 1956, c. 42, a. 3; 1975, Bill C-13, a. 1.

Mandataire de Sa Majesté

4. (1) La Commission est, à toutes ses fins, mandataire de Sa Majesté, et elle ne peut exercer ses pouvoirs qu'en qualité de mandataire de Sa Majesté.

Contrats et biens

(2) Pour l'exécution de la présente loi, la Commission peut, en son propre nom, passer des contrats et acquérir ou détenir des biens réels et personnels, ou tout intérêt y afférent.

Poursuites judiciaires

(3) Des actions, poursuites ou autres procédures judiciaires concernant un droit acquis ou une obligation contractée par la Commission pour le compte de Sa Majesté, soit en son propre nom, soit au nom de Sa Majesté, peuvent être intentées ou engagées par ou contre la Commission au nom de cette dernière, devant toute cour qui aurait juridiction si la Commission n'était pas mandataire de Sa Majesté. S.R., c.196, art.4.

Engagement de personnel

5. La Commission peut employer les fonctionnaires et employés qu'elle estime nécessaires pour exercer son activité, aux taux de rémunération et aux conditions d'emploi que la Commission peut fixer S.R., c. 196, a. 5; 1956, c. 42, a. 4; 1875, Bill C-13, a. 2.

Pouvoirs

Pouvoirs

6. (1) La Commission peut construire, acheter, louer ou autrement acquérir, exploiter et entretenir des installations dans les territoires du Nord-Ouest ou le territoire du Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, mais sous réserve des lois de la province où les pouvoirs prévus par le présent article sont exercés, ailleurs au Canada, et à ces fins, peut

a) entreprendre des levés et des enquêtes techniques pour le développement de projets;

b) construire, faire, acheter, louer ou établir toute sorte de structure, d'excavation ou d'installation, appropriée ou nécessaire au développement, à l'exploitation ou à l'entretien d'installations ou de projets;

c) acheter ou louer un outillage et des facilités en vue du développement, de l'exploitation ou de l'entretien d'installations ou de projets;

d) construire et entretenir des barrages aux fins d'emmagasinage et d'énergie, et inonder du terrain en vue de l'emmagasinage de l'eau;

e) élever ou abaisser les niveaux des rivières, lacs, cours d'eau et autres masses d'eau, et faire des dérivations de cours d'eau ou de rivière;

f) entrer en possession de toutes route, voie ferrée ou rivière, de tout cours d'eau, de toute voie navigable, ou de tout terrain, et ériger, sur ou sous l'un quelconque des susdits, ou au-dessus, toutes installations;

g) développer, améliorer et exploiter toute propriété de la Commission;

h) acheter de toute personne des services d'utilité publique;

i) vendre, échanger ou autrement aliéner des biens meubles ou personnels de la Commission et, avec l'assentiment du gouverneur en conseil, tous biens immeubles ou réels de celle-ci; et

j) faire les autres choses jugées utiles ou favorables à la réalisation des fins énoncées au présent article. S.R., c. 196, a. 6; 1956, c. 42, a. 5; 1975, Bill C-13, a. 3.

Expropriation

Expropriation

7. (1) Lorsque la Commission est d'avis que la prise de possession, par elle, d'un immeuble ou d'un droit y afférent, sans le consentement de son propriétaire ou titulaire, est nécessaire aux fins de la présente loi, elle doit en aviser le Ministre compétent aux fins de la Partie I de la Loi sur l'expropriation.

Mention de la Commission

(2) Aux fins de la Loi sur l'expropriation, un immeuble ou un droit y afférent qui, de l'avis du Ministre mentionné au paragraphe (1), est nécessairement aux fins de la présente loi, est cencé être un immeuble ou un droit y afférent dont, à son avis, on a besoin pour un ouvrage public ou à une autre fin d'intérêt public, et, à cet égard, une mention de la Couronne dans cette loi doit s'interpréter comme une mention de la Commission. S.R., c. 196, a. 7; 1970 (1er Supp.) c. 16, a. 42.

Libération de l'ancien propriétaire

8. Lorsqu'elle acquiert toute installation, avec ou sans le consentement du propriétaire, la Commission peut, par ordonnance, libérer le propriétaire de toutes ses obligations en ce qui concerne la production, l'achat ou la fourniture de services publics provenant de l'installation ainsi acquise, et l'ordonnance lie toutes personnes. 1956, c. 42, art. 6.

Fourniture de services publics

Fourniture de services

9. La Commission peut fournir des services publics aux municipalités, organisations, corporations ou individus, ou aux districts ou régions que la Commission peut établir pour la commodité d'administration et de fourniture de services publics. 1956, c. 42, art. 6.

Zones tarifaires

10. (1) Aux fins de l'établissement des taux, le territoire du Yukon et les territoires du Nord-Ouest constitueront des zones tarifaire distinctes.

Subdivision des zones tarifaires

(2) La Commission peut diviser les zones tarifaires établies en vertu du paragraphe (1) en deux zones tarifaires distinctes ou plus.

Établissement des taux

(3) La Commission doit, avec l'approbation du gouverneur en conseil, établir pour chaque zone tarifaire, des listes ou échelles de taux pour les services publics qu'elle fournit aux termes de la présente loi, et les taux à imposer dans lesdites listes ou échelles ne doivent pas être moindres que le coût estimatif, pour la Commission, de la fourniture du service public dans la zone tarifaire, ainsi qu'elle le détermine, lequel coût doit comprendre

a) les paiements à l'égard de l'intérêt sur les prêts, et à l'égard du principal des prêts, faits ou censés avoir été faits à la Commission, sous le régime de la présente loi,

relativement aux installations situées dans la zone tarifaire qui étaient utilisées pour fournir le service public:

b) les frais d'exploitation, d'entretien et de réparation et autres dépenses relatives à ces installations;

c) les frais d'administration et toutes les autres dépenses de la Commission, selon que cette dernière les attribue aux opérations dans chaque zone tarifaire; et

d) des réserves pour éventualités, sur la base que peut approuver le gouverneur en conseil 1956, c. 42, a. 6; 1975, Bill C-13, a. 4.

Contrats

11. La Commission peut conclure avec toute personne des contrats visant

a) la fourniture de services publics à des taux autorisés sous le régime de l'article 10;

b) l'utilisation des facilités et de l'équipement de la Commission; et

c) la réalisation des fins et objets de la présente loi. 1956, c. 42, art. 6.

Révisions des taux

12. La Commission doit tous les ans reviser et, en conformité de l'article 10, mais sous réserve de tout contrat conclu en vertu de l'article 11 ajuster, s'il y a lieu, les taux imposés pour les services publics fournis. 1956, c. 42, art. 6.

Enquêtes

13. La Commission peut enquêter sur un projet et faire connaître au Ministre ou au commissaire en conseil des territoires du Nord-Ouest ou au commissaire en conseil du territoire du Yukon, selon le cas, les régions qui pourraient être desservies, le montant estimatif du capital requis et l'effet sur les listes ou échelles de taux établis pour une zone tarifaire en vertu de l'article 10. 1956, c. 42, a. 6; 1975, Bill C-13, a. 5.

Avances pour les enquêtes

14. (1) Le ministre des Finances peut autoriser le paiement à la Commission par prélèvements sur le Fonds du revenu consolidé de la somme de cinquante mille dollars pour

alimenter une caisse devant subvenir aux dépenses effectuées par la Commission dans conduite d'enquêtes prévues à l'article 13.

Imputé au coût en capital

(2) Si la Commission développe un projet qui a fait l'objet d'une enquête selon l'article 13, le coût de l'enquête doit être inclus dans le coût du développement et les dépenses qui ont été faites sur la caisse établie par le présent article doivent être remises à la caisse par la Commission et être imputées directement sur le coût, en capital, du développement.

Montant inclus dans le budget des dépenses si le projet n'est pas réalisé

(3) Si un projet qui a fait l'objet d'une enquête selon l'article 13 n'est pas entrepris ni poursuivi, un montant égal aux dépenses effectuées pour cette enquête et prélevées sur la caisse établie par le présent article doit être inclus, à l'occasion, dans le budget des dépenses soumis par le Ministre au président du conseil du Trésor. 1956, c. 42, a. 6;1975, Bill C-13, a. 6.

Prêts pour immobilisations

15. (1) Le ministre des Finances peut, aux conditions qu'il est loisible au gouverneur en conseil d'approuver consentir des prêts è la Commission, pour des immobilisations prévues par la présente loi, à même les deniers attribués par le Parlement à cette fin.

Prêts à même le F.R.C.

(2) Le ministre des Finances peut, à l'occasion avec l'approbation du gouverneur en conseil, et aux conditions qu'il est loisible à ce dernier d'approuver, consentir des prêts à la Commission, pour des immobilisations prévues par la présente loi, à même les deniers non attribués du Fonds du revenu consolidé, et un montant égal aux dépenses faites sur ces prêts en toute année financière doit être inclus dans le budget de l'année financière suivante soumis par le Ministre au président du conseil du Trésor; toutefois si le Parlement vote des deniers à prêter à la Commission, pour fins d'immobilisation selon la présente loi après qu'un prêt a été consenti sous le régime du présent paragraphe, ce prêt, ou une partie de ce denier égale aux deniers ainsi affectés, est par la suite censé avoir été fait sur ces crédits et non sous l'autorité du présent paragraphe.

Maximum des prêts consentis sur le F.R.C.

(3) Le montant total non remboursé des prêts consentis en vertu du paragraphe (2) ne doit jamais dépasser un million de dollars. S.R., c. 196, a. 15; 1975, Bill C-13, a. 7.

ANNEXE F

Dépôt des sommes reçues

16. Toutes les sommes reçues par la Commission doivent être déposées à la banque que le ministre des Finances peut approuver à l'occasion. S.R., c. 196, a. 16; 1956, c. 42, a. 7; 1975, Bill C-13, a. 8.

17. S.R., c. 196, a. 17; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 9.

18. S.R., c. 196, a. 18; Abrogé par 1975, Bill c-13, a. 9.

19. S.R., c. 196, a. 19; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 9.

20. S.R., c. 196, a. 20; 1956, c. 42, a. 8; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 9.

Placements

21. (1) La Commission peut, à l'occasion, placer tous fonds qu'elle détient et dont elle n'a pas un besoin immédiat pour la poursuite de ses objets, en obligations ou valeurs du gouvernement du Canada ou garanties par ce gouvernement, et elle peut vendre lesdites obligations ou valeurs selon qu'elle le juge utile et au moment qu'elle estime opportun.1956, c. 42, a. 9; 1975, Bill C-13, a. 10.

22. 1956, c. 42, a. 9; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 10.

Généralités

La Commission peut s'entendre avec le ministre des Approvisionnements et Services pour la comptabilité

23. (1) La Commission peut faire avec le ministre des Approvisionnements et Services les arrangements nécessaires à la comptabilité des recettes et des dépenses de la Commission.

Vérification

(2) Tous les comptes de la Commission sont sujets è la vérification du vérificateur général du Canada. S.R., c. 196, art. 23; 1968-69, c. 28, art. 105; 1977, c. 34, a. 30.

Rapport annuel

24. La Commission doit, aussitôt que possible, mais dans les trois mois de l'expiration de chaque année financière, soumettre un rapport annuel au Ministre sous la forme qu'il peut prescrire, et celui-ci doit présenter le rapport au Parlement dans les quinze jours ou, si le Parlement n'est pas alors en session, dans les quinze jours de l'ouverture de la session suivante. S.R., c. 196, art. 24.

Permis

25. La Commission peut établir et percevoir des droits pour les permis d'installations électriques utilisant l'énergie électrique qu'elle fournit, et pour l'inspection, l'essai et l'approbation de tous ces ouvrages. 1956, c. 42, art. 10.

Installations endommagées

26. Au cas où une installation de la Commission, ou toute partie d'une telle installation, deviendrait endommagée au point que la Commission soit incapable de fournir tout service public, la Commission doit faire les réparations aussi promptement que possible, et, pendant les réparations, prendre toutes les mesures raisonnables pour fournir le service public d'autres sources, s'il s'en trouve de disponibles; mais, en aucun cas, la Commission ne doit être tenue responsable à l'égard de quelque réclamation pour pertes financières ou d'inconvénients occasionnés à quelque personne par suite du manquement de la Commission à fournir un service public. 1956, c. 42, art. 10.

Taux pour l'utilisation de l'eau

27. La Commission peut fixer des taux pour l'utilisation de l'eau emmagasinée dans l'un de ses réservoirs, aux fins d'énergie, qui dépasse ses besoins immédiats, et ces taux peuvent être imposés sur la base du volume d'eau utilisée ou du débit. S.R., c. 196, a. 27; 1975, Bill C-13, a. 11.

APPENDIX F

Fourniture de surplus d'énergie

28. (1) Lorsqu'elle a un surplus d'énergie électrique ou thermique qui n'est pas sous contrat ou autrement requis par elle, la Commission peut, à sa discrétion, fournir cette énergie, si celle-ci est disponible, et tant et aussi longtemps qu'elle l'est, aux taux que la Commission peut fixer à l'occasion, et l'article 10 ne s'applique pas à cette détermination de taux.

Non obligatoire

(2) La fourniture d'un surplus d'énergie, aux termes du paragraphe (1), n'est nullement obligatoire de la part de la Commission, et celle-ci n'est pas responsable à l'égard des dommages ou des réclamations résultant de la discontinuation d'une telle énergie qui a pu avoir été fournie. 1956, c. 42, art. 11.

Un exemplaire des procès-verbaux et témoignages du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien (*fascicules 1 à 3 inclusivement*) et un exemplaire des procès-verbaux et témoignages du Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien s'y rapportant (*fascicules no 19 et 40, qui comprend le rapport*) sont déposés.

Respectueusement soumis,

Le président
KEITH PENNER.

PROCÈS-VERBAL

Le mercredi 7 avril 1982
(45)

Le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien se réunit aujourd'hui à 15h59 *à huis clos*, sous la présidence de M. Penner (président).

Membres du Comité présents: MM. Allmand, Burghardt, Chénier, Fretz, Gingras, Manly, McCuish, Nickerson, Penner, Tousignant et Watson.

Aussi présents: *Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement*: Mme Sonya Dakers et M. Marion Wrobel, recherchistes; *De Cooper's & Lybrand*: M. Glenn Ross et M. Robin Ghosh, consultants et *Du Service des comptes rendus des comités*: Mlle Lise Lebeau et M. Frank Murphy, éditeurs.

Le Comité reprend l'étude de son Ordre de renvoi du jeudi 5 mars 1981 concernant l'étude sur les opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien. (*Voir procès-verbal du jeudi 12 mars 1981, fascicule no 19*).

Le Comité entreprend l'étude du premier rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

Sur motion de M. Chénier, le premier rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien est adopté.

Il est ordonné,—Que le Président présente le premier rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien comme le quatrième rapport de ce Comité à la Chambre.

Il est ordonné,—Que le Comité imprime 3 000 exemplaires supplémentaires du fascicule no 40 des procès-verbaux et témoignages du Comité, qui contient son quatrième rapport à la Chambre, en version bilingue, tête-bêche, avec couverture spéciale.

Sur motion de M. Tousignant, il est convenu,—Que le Président dépose à la Chambre un rapport demandant que les membres du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien, ainsi que le personnel nécessaire, soient autorisés à voyager dans le Nord pour y tenir des conférences de presse sur le rapport relatif à la Commission d'énergie du Nord canadien.

A 16h05, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

Le greffier du Comité
François Prégent